



*Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Caminos,
Canales y Puertos.*
UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Análisis de la estructura de costes y de viabilidad de una central hidroeléctrica. Particularización al caso de estudio de central en el río Saja y determinación de variables críticas.

Trabajo realizado por:

Lucía García-Iturri Gallego

Dirigido:

Saúl Torres Ortega

Titulación:

**Máster Universitario en
Ingeniería de Caminos, Canales y
Puertos**

Santander, septiembre de 2018

TRABAJO FINAL DE MASTER

RESUMEN

“Análisis de la estructura de costes y de viabilidad de una central hidroeléctrica.
Particularización al caso de estudio de central en el río Saja y determinación de
variables críticas”

Autor: Lucía García-Iturri Gallego

Director: Saúl Torres Ortega

Convocatoria: Santander, septiembre 2018

Palabras clave: energías renovables, energía hidráulica, central hidroeléctrica, modelado dinámico, estudio genérico, Análisis Coste-Beneficio, rentabilidad, inversión, indicador, VAN, Valor actualizado neto, análisis de sensibilidad, análisis de escenarios, variables críticas.

RESUMEN

La sociedad actual depende imperiosamente de la energía eléctrica. Históricamente, la producción de energía ha ido cambiando mucho. En la antigüedad se utilizaba madera o carbón, pero a medida que la sociedad crecía hacía falta cada vez mayor producción. Así, hemos llegado al punto en el que estamos hoy, en el que usamos fuentes de energía mucho más productivas, pero también mucho más perjudiciales para el medio ambiente y para la salud humana, además de tener una capacidad limitada. Con el fin de mejorar esta situación, se han ido buscando otras fuentes de energía más sostenibles e infinitas, que son las energías renovables.

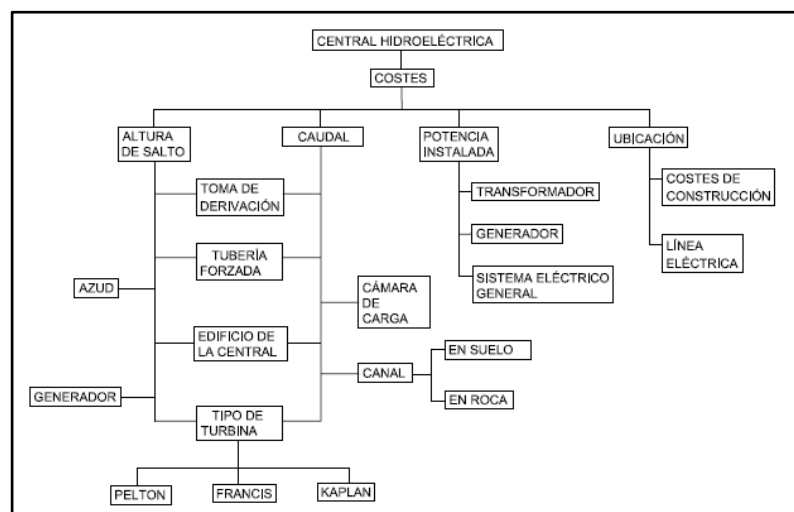
Actualmente, las energías renovables están en auge, y son cada vez más los inversores que apuestan por ellas en cualquiera de sus formas: hidráulica, solar, marítima, eólica, etc. De hecho, la Asociación de Empresas de Energías Renovables estima que España es ahora el mercado renovable más apetecible de Europa, y que atraerá inversiones por valor de entre 80.000 y 100.000 millones de euros de aquí a al año 2030. Es por ello por lo que es tan importante poder conocer la rentabilidad de una inversión de este tipo, para poder tomar las decisiones adecuadas.

Así, SinFín Energy es una empresa de reciente creación que apuesta por las energías renovables, y más específicamente por la micro-generación hidráulica. Con su innovador Hidrotornillo, pretenden dar solución a pequeños saltos de entre 2 y 5 metros de una manera respetuosa tanto con el medio ambiente como con la propia fauna del río aprovechado.

Este Trabajo de Fin de Máster se planteó con el objetivo de hallar la rentabilidad de uno de los proyectos que está llevando a cabo esta empresa, la central hidroeléctrica de Solvay, en el río Saja. Para ello, primero se llevará a cabo un modelado dinámico de la rentabilidad de una central hidroeléctrica genérica.

Para empezar, es necesario conocer la metodología a utilizar: análisis de coste-beneficio (ACB), la teoría de grafos y el modelado dinámico. Al llevar a cabo un ACB, hay que definir el horizonte temporal para el que se estudiará el proyecto, y la tasa de descuento (el rendimiento que se quiere obtener del dinero invertido). Estos datos han sido extraídos del manual de la Unión Europea⁽⁵⁾ dado el tipo de proyecto y el país de implantación. En este caso serán un horizonte de 15 años y una tasa de descuento de 7,5%.

Para poder modelar el estudio, lo primero que hay que conocer son los diferentes costes, tanto de inversión como de mantenimiento. Estos datos se han hallado con base en diferentes documentos (IDAE⁽²⁾; Soto Sepúlveda, E.⁽¹⁾), y para comprobar su precisión, se han comparado y ajustado con casos reales, como el propio caso de estudio. La estructura de costes obtenida es la siguiente:



1. Estructura de costes de inversión de una central genérica. Elaboración propia

También es necesario conocer los posibles beneficios que se obtendrán cuando la central entre en funcionamiento. Dado que este dato varía mucho anual, diaria e incluso horariamente, para este estudio se empezarán considerando las condiciones económicas actuales, aplicando el precio medio de venta de energía a día de hoy. Una vez programado el modelo, se puede hallar la rentabilidad de cualquier central a partir de sus parámetros característicos (altura de salto, caudal, orografía, etc).

El caso de estudio es la central hidroeléctrica de Solvay, en el municipio de Torrelavega. Es un pequeño salto de tan solo 2 metros de altura y un caudal aprovechable de 5 m³/s, que se encuentra en una derivación del río Saja para la refrigeración de equipos de la fábrica de Solvay. Esta central ha sido construida a partir

de las ruinas de un antiguo molino harinero que aprovechaba este salto, por lo que no será necesario construir muchas de las infraestructuras que suponen un coste inicial en la implantación de una central genérica. Introduciendo todos estos datos en el modelo dinámico, se pueden obtener los indicadores de rentabilidad correspondientes, que en este caso son el VAN (Valor Actualizado Neto) y el ratio Beneficio/Coste. Los resultados obtenidos son los siguientes:

VAN	9.476,06 €
RATIO B/C	1,05

Una vez en este punto, parece muy útil conocer la influencia de cada uno de los factores en el resultado final del indicador. Para ello, se llevará a cabo un análisis de sensibilidad. Sin embargo, dado todo lo que diverge el caso de estudio, que es una rehabilitación, de un caso general, realizaremos este análisis para cada uno de estos dos casos mencionados. Como conclusión, se demuestra la gran diferencia entre ellos, ya que los resultados obtenidos son muy diferentes.

Análisis sensibilidad caso general	
Canal en tierra o roca	13,35%
Precio medio de energía	1,88%
Eficiencias	1,68%
Caudal	1,38%
Altura de salto	1,21%
Tasa de descuento	0,74%
Tipo de terreno	0,37%
Horas anuales totales	0,31%
Coste de mantenimiento	0,11%
Longitud del canal	0,09%
Turbinas	0,07%
Longitud de tubería forzada	0,05%
Altura del azud	0,04%
Longitud entre márgenes	0,03%
Longitud línea eléctrica	0,01%
Tensión de transporte	0,00%

Análisis sensibilidad caso Solvay	
Tipo de terreno	27,41%
Precio medio de energía	21,12%
Altura salto	17,14%
Eficiencias	17,14%
Caudal	15,26%
Tasa de descuento	8,30%
Turbinas	6,65%
Coste de mantenimiento	1,21%
Horas totales anuales	1,05%
Costes burocráticos	0,90%
Longitud línea eléctrica	0,16%
Tensión de transporte	0,00%

Finalmente, para estudiar diferentes casos en los que las características socioeconómicas sean diferencias que en la actualidad, se realizará un análisis de escenarios. Se estudian una situación pesimista, una optimista y una aleatoria, y los resultados obtenidos son los siguientes:

	Pesimista	Pesimista 18 años	Base	Aleatorio	Optimista
VAN	-16.244,12	4.698,13	9.476,06	14.987,31	55.441,94

En el caso del escenario pesimista, el VAN obtenido era negativo, con lo que también se estudió el horizonte temporal necesario para que el mismo volviese a ser positivo, encontrándose un escenario de 18 años.

De cara a continuar con este estudio, se plantea analizar el nivel de riesgo asumible en una inversión de este tipo. Para poder llevar esto a cabo sería necesario conocer la tendencia económica de España, para poder realizar unas estimaciones precisas. Debido a que estos datos no son conocidos en este momento, como primera aproximación se plantean 200 escenarios aleatorios, hallados mediante el caso aleatorio del análisis de escenarios, mediante los cuales se obtienen cinco escalones de rentabilidad posibles. Realizando esto con unos datos realistas, se podrían obtener unos datos muy útiles de cara a futuras inversiones.

BIBLIOGRAFÍA BÁSICA

1. [SinFín Energy. http://www.sinfinenergy.com/](http://www.sinfinenergy.com/)
2. [Soto Sepúlveda, E. 2009. Estudio de viabilidad técnico-económica para la construcción de una minicentral hidroeléctrica. Universidad de Zaragoza.](#)
3. [IDAE, 1996: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Minicentrales hidroeléctricas.](#)
4. [European Commission. Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects. December 2014. Lugar de publicación:
\[http://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docgener/studies/pdf/cba_guide.pdf\]\(http://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docgener/studies/pdf/cba_guide.pdf\)](#)
5. [Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente. <http://ceh-flumen64.cedex.es/anuarioaforos/afo/estaf-datos.asp?indroea=1242>](#)

ABSTRACT

"Analysis of the structure of costs and the viability of a hydroelectric plant. Particularization to the case study of the Saja river plant and determination of critical variables."

Author: Lucía García-Iturri Gallego

Director: Saúl Torres Ortega

Call: Santander, septiembre 2018

Key words: renewable energies, hydroelectric plant, dynamic model, generic study, Cost-Benefit Analysis, cost effectiveness, investment, indicator, NPV, Net Present Value, sensibility analysis, scenario analysis, critical variables.

ABSTRACT

The actual society highly depends on electric energy. Historically, energy production has been changing importantly. In ancient times, wood and coal were used to produce energy, but as the society was growing, it was necessary a higher production. This, we have reached the point in which we are today: more productive sources of energy are used, which also are much more harmful for the environment and for the human health. Besides, they are non-renewable, and they are running out. In order to improve this situation, recently we have been looking for other sources of energy which are more sustainable and infinite.

Nowadays, renewable energies are flourishing, and there are more and more investors who bet on them, in any form: hydroelectric, solar, wind, etc. Actually, the Association of Renewable Energies Companies estimates that Spain is the most appealing renewable market in Europe, and it will attract 80.000 to 100.000 € investment from now to 2030. This is why it is that important to know the cost effectiveness of this type of investment, in order to take the correct decisions.

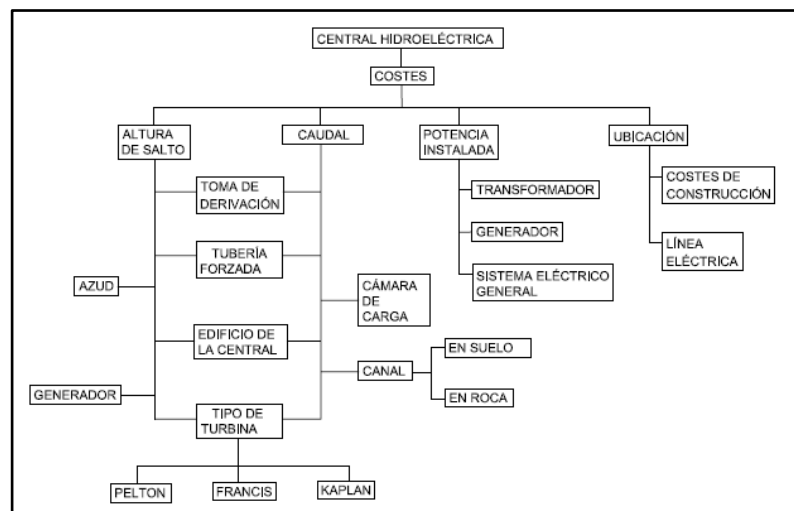
Thus, SinFin Energy is a new company that bets on renewable energies, specifically on hydraulic micro-generation. They have developed an innovative hydro-screw with which they want to give solution to small jumps, from 2 to 5 meters, in a respectful way both the environment and for the fauna of the river.

This project was set with the objective of finding the cost effectiveness of one of the projects that this company is developing. To do so, first we will program a dynamic model that analyses the profitability of a generic hydraulic plant.

First of all, we need to know the methodology we are going to use: cost-benefit analysis (CBA), graph theory and dynamic models. To implement a CBA, we have to define a time horizon in which we will study the project, as well as a discount rate (the efficiency we want to obtain from our money). Based on the European⁽³⁾ guidelines,

we can find this information depending on the country and the type of project. In this case they are 15 years and a 7,5% discount rate.

In order to program this model, the first thing we should know if the different costs that contributes to the initial investment as well as the maintenance costs. We have found this information in different references (IDAE⁽²⁾, Soto Sepúlveda, E.⁽¹⁾), and to prove its precision, we have compared them with real cases, as the study case. The obtained structure of costs if the following one:



1. Structure of costs of a generic hydraulic plant. Self elaboration

It is also necessary to know the possible benefits we will obtain when the power plant is working. This value varies a lot annually, diary and even hourly, but for this study we have considered the current economic circumstances, applying the average cost of energy sales. Once the model is programmed, we can find the profitability of any plant based on its characteristic parameters (jump height, discharge, orography, etc).

The case study if the Solvay Power Plant, in the municipality of Torrelavega. It is a 2 meters height small plant, with an usable discharge of 5 m³/s, that is placed in a bypass done for Solvay factory refrigeration. This plant has been built from the ruins of an old flour mill, so it will not be necessary to build much of the infrastructure that is normally needed for the implementation of a new plant. Introducing all this information in the dynamic model, we can obtain the profitability indicators, in this case, the Net Present Value (NPV) and the benefit/cost ratio.

NPV	9.476,06 €
B/C RATIO	1,05

Once we are here, it seems very useful to know the influence of each of the factor in the final result of the indicator. With this objective, we have developed a sensibility analysis. However, due to the fact the case study is very different from a generic case (because the case study is a rehab), we have done the analysis for each of them. In conclusion, the results demonstrate this big difference:

Análisis sensibilidad caso general	
Ground/rock channel	13,35%
Average cost of energy sales	1,88%
Efficiency	1,68%
Discharge	1,38%
Jump height	1,21%
Discount rate	0,74%
Ground type	0,37%
Annual total hours	0,31%
Maintenance cost	0,11%
Channel length	0,09%
Turbines	0,07%
Pipe length	0,05%
Weir height	0,04%
Lentgh between margins	0,03%
Electric line length	0,01%
Transportation tension	0,00%

Análisis sensibilidad caso Solvay	
Ground type	27,41%
Average cost of energy sales	21,12%
Jump height	17,14%
Efficiency	17,14%
Discharge	15,26%
Discount rate	8,30%
Turbines	6,65%
Maintenance cost	1,21%
Annual total hours	1,05%
Burocratic costs	0,90%
Electric line length	0,16%
Transportation tension	0,00%

Finally, to study different cases in which the socioeconomic situation is different from today, we have done a scenario analysis. We have studied a pessimistic, an optimistic and a random scenario, and the obtained results are the following:

	Pessimistic	Pessimistic 18 years	Base	Random	Optimistic
NPV	-16.244,12	4.698,13	9.476,06	14.987,31	55.441,94

In the pessimistic case, the obtained NPV is negative, so we also studied the necessary time horizon to get a positive NPV, obtaining 18 years.

In order to continue with this study, we propose to analyze the risk level of this type of investments. To do so we would need to know the economic tendency of Spain in order to get an accurate estimation. Due to the fact that we do not know this information, we set 200 random scenarios found by the random scenario previously

shown. From this we can find five profitability possible stages. If we could perform this analysis with real data, we could obtain very useful information for future investments.

BASIC BIBLIOGRAFY

1. [SinFín Energy. http://www.sinfinenergy.com/](http://www.sinfinenergy.com/)
2. [Soto Sepúlveda, E. 2009. Estudio de viabilidad técnico-económica para la construcción de una minicentral hidroeléctrica. Universidad de Zaragoza.](#)
3. [IDAE, 1996: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Minicentrales hidroeléctricas.](#)
4. [European Commission. Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects. December 2014. Lugar de publicación: http://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docgener/studies/pdf/cba_guide.pdf](#)
5. [Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente. http://ceh-flumen64.cedex.es/anuarioaforos/afo/estaf-datos.asp?indroea=1242](http://ceh-flumen64.cedex.es/anuarioaforos/afo/estaf-datos.asp?indroea=1242)

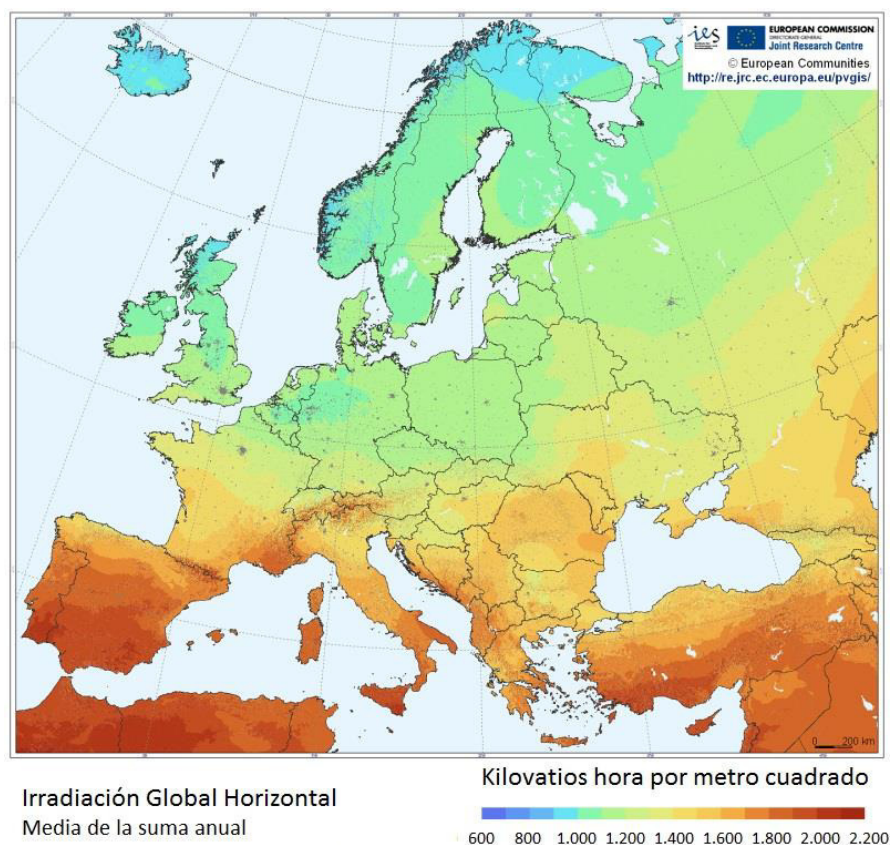
CONTENIDO

1	Introducción.....	3
1.1	Objetivos.....	4
2	Metodología	6
2.1	Análisis Coste-Beneficio. Definición.....	6
2.1.1	Orígenes y principios.	7
2.1.2	Desarrollo.	9
2.1.3	Definición de parámetros básicos	11
2.1.4	Identificación y cuantificación de los impactos.....	13
2.2	Modelado dinámico	13
2.3	Teoría de grafos	14
3	Centrales Hidroeléctricas: definición.	17
3.1	Definición	19
3.2	Parámetros característicos	22
4	Estructura de costes	24
4.1	Azud	25
4.2	Toma	25
4.3	Canal de derivación.....	26
4.4	Cámara de carga	28
4.5	Tubería forzada	29
4.6	Obra civil	30
4.7	Turbinas	31

4.8	Equipo eléctrico general	32
4.9	Línea eléctrica	35
5	Caso de estudio. Central de Solvay	38
5.1	Parámetros de la central de Solvay	44
6	Análisis de costes y beneficios.....	48
6.1	Inversión inicial	48
6.2	Costes de mantenimiento.....	49
6.3	Beneficios anuales	50
6.4	Cálculo del indicador.....	51
7	Análisis de las variables que afectan a una central y sus relaciones.....	55
7.1	Análisis de sensibilidad	55
7.1.1	Caso general	55
7.1.2	Caso Solvay	59
7.2	Análisis de escenarios	62
7.2.1	Escenario base	62
7.2.2	Escenario aleatorio	62
7.2.3	Escenario pesimista	64
7.2.4	Escenario optimista	67
7.2.5	Comparación de escenarios	68
8	Futuros pasos.....	69
9	Conclusiones.....	72
10	Referencias	74

1 INTRODUCCIÓN

La sociedad actual depende imperiosamente de la energía eléctrica. Históricamente, la producción de energía ha ido cambiando mucho. En la antigüedad se utilizaba madera o carbón, pero a medida que la sociedad crecía hacía falta cada vez más producción. Por ello, se empezaron a utilizar fuentes de energía más productivas, pero a la vez mucho más perjudiciales para el medio ambiente y para la salud humana: los combustibles fósiles.



1. Demanda de energía en Europa. Fuente: Energías Renovables^[14]

Debido a la degradación medio ambiental que se está llevando a cabo desde que comenzó su uso, sumado al hecho de que estos recursos se están agotando a una velocidad vertiginosa, se comenzaron a buscar fuentes de energía limpias y respetuosas, a la vez que infinitas: las energías renovables.

Actualmente, las energías renovables están en auge, y son cada vez más los inversores que apuestan por ellas en cualquiera de sus formas: hidráulica, solar, marítima, eólica, etc. De hecho, la Asociación de Empresas de Energías Renovables estima que España es ahora el mercado renovable más apetecible de Europa, y que atraerá inversiones por

valor de entre 80.000 y 100.000 millones de euros de aquí al año 2030. Así, SinFín Energy es una empresa de reciente creación que apuesta por las mismas, mediante unas turbinas de micro-generación muy innovadoras que se basan en el Tornillo Sin Fin de Arquímedes. Con ellas, tratan de dar solución a pequeñas centrales hidroeléctricas, con saltos de entre 2 y 5 metros, de manera limpia y sin peligro para la fauna habitante en el río aprovechado. Uno de los proyectos que están llevando a cabo se encuentra en Cantabria, muy cerca de Torrelavega.

Este proyecto tiene como objetivo la realización de un modelo dinámico para estudiar la rentabilidad de cualquier central hidroeléctrica basándose en sus parámetros característicos. Una vez esté hecho, se aplicará a un caso de estudio, la central de Solvay, llevada a cabo por SinFín Energy. Se pretende hallar la rentabilidad de esta central bajo las circunstancias actuales, y obtener unas conclusiones que permitan saber si esta inversión es rentable o no. Para ello, se realizará un Análisis Coste-Beneficio obteniendo finalmente el VAN (Valor Actualizado Neto) del proyecto.

De cara a poder llevar a cabo el modelado dinámico de la manera más precisa posible, primero se deben conocer los diferentes gastos que influyen en la inversión inicial de la central, como son las infraestructuras e instalaciones necesarias. Para ello, se deberán estudiar las relaciones existentes entre los mismos, y los parámetros que hacen que estos varíen. Además, también será necesario conocer el resto de costes en los que se incurre anualmente, así como los beneficios. Una vez el modelo esté programado, bastará con introducir las características de cualquier central y se podrá conocer fácilmente su rentabilidad.

Después, este modelo también será utilizado para conocer el VAN de la central de estudio, y una vez esté hallado, se analizará la influencia de cada uno de los impactos en el resultado final, para conocer las medidas necesarias para hacer el proyecto todavía más rentable.

1.1 OBJETIVOS

Para llevar a cabo este proyecto, se realizarán los siguientes pasos:

1. Estudio de las metodologías: análisis coste-beneficio (ACB), modelado dinámico y teoría de grafos.

En este primer paso, se pretende entender a fondo la metodología que posteriormente se llevará a cabo, de cara a comprender su funcionamiento y su

papel en este estudio, y poder así después aplicarlo de la manera más rápida y eficiente posible.

2. Análisis de impactos de una central hidroeléctrica genérica y establecimiento de sus relaciones. Con ello, programación del modelo dinámico.

Se estudiarán detenidamente todos los posibles costes que influirán en la inversión inicial de una central hidroeléctrica genérica, así como en el resto de costes que pueden ocurrir en su vida útil. Utilizando diferentes referencias y casos reales, se intentará alcanzar una relación lo más precisa posible entre cada uno de estos costes (o impactos), y uno de los parámetros básicos de definición de una central (altura de salto, caudal, orografía, etc.). Una vez estén todos los impactos correctamente relacionados, se programará el modelo dinámico, de manera que se calculen los costes a partir de las características de cualquier central que se introduzca en el mismo.

3. Estudio de la central caso de estudio, exponiendo sus parámetros característicos.

Se describirá en detalle el caso de estudio, desde su localización hasta sus características hidrográficas. Además, también se hablará de la tecnología utilizada para la creación de la central, y de sus peculiaridades.

4. Aplicación del modelo al caso de estudio y obtención de resultados.

Para conocer la rentabilidad de la central de estudio, se introducirá la misma en el modelo dinámico mediante sus parámetros característicos. Se deberán tener en cuenta sus peculiaridades y las circunstancias económicas actuales en cuanto a los beneficios.

5. Análisis de resultados: estudio de sensibilidad.

Una vez se halla obtenido el indicador de rentabilidad, se analizarán todos los impactos influyentes en el mismo mediante un estudio de sensibilidad que determinará cuáles son más importantes en el valor final.

6. Estudio de diferentes escenarios y obtención de conclusiones.

Finalmente, se plantearán diferentes escenarios, en los que cambien las condiciones económicas tanto para mejor como para peor, con el fin de analizar los resultados y extraer unas conclusiones que nos ayuden a tomar decisiones en cuanto a la inversión y al riesgo asumido en la misma.

2 METODOLOGÍA

En este apartado se explicará el proceso que se llevará a cabo para alcanzar el objetivo de este proyecto, explicando cada una de las teorías que serán utilizadas. Para empezar, se explicará qué es un Análisis Coste-Beneficio, que será la herramienta utilizada para conocer la rentabilidad de nuestra central. Después, se hablará sobre el Modelado dinámico, que es una metodología que establece relaciones las variables dependientes del tiempo que pueden afectar a la rentabilidad de la central. Por último, para saber cómo relacionar las diferentes variables que se emplean en el modelo económico que se creará, se utilizará a la teoría de grafos.

2.1 ANÁLISIS COSTE-BENEFICIO. DEFINICIÓN.

El análisis coste-beneficio (ACB) es una herramienta analítica que se usa estudiar la rentabilidad de un proyecto de inversión, analizando sus costes y sus beneficios. Una de sus aplicaciones más importantes es la de tomar decisiones, que pueden ser de diferentes tipos:

- Desarrollar un nuevo proyecto que conlleva una inversión inicial para la cual habrá que acudir a una entidad financiera externa.
- Implantar una nueva idea (nuevo producto, servicio o metodología) dentro de una empresa que necesitará de una inversión interna importante.
- Decidir si un proyecto tendrá algún tipo de beneficio en la sociedad, que no siempre tiene por qué ser económico.
- Estudiar cuantitativamente los impactos negativos de un proyecto que se sabe que es positivo medio ambientalmente.

En general, el objetivo de un ACB (o CBA en inglés) es estudiar un proyecto o idea en los que influyan factores de diferente naturaleza, y cuyas comparaciones sean complicadas debido a que no se pueden medir en las mismas unidades.

En muchas ocasiones, sobre todo en el sector privado, este análisis se usa casi exclusivamente para conocer el impacto económico de un proyecto. Sin embargo, en otros casos, principalmente para proyectos de interés general, lo que se querrá conseguir serán beneficios sociales, por ejemplo. Para ello, será necesario convertir estos beneficios, que a priori no tienen valor monetario, en estas unidades, para poder compararlos con el resto de factores influyentes, y poder así tomar las decisiones oportunas para el mejor desarrollo del proyecto.

Así, existen diferentes tipos de análisis: económico, financiero, social y medioambiental.

El ACB económico es una herramienta que mide la relación entre los costes y los beneficios asociados a un proyecto de inversión con el fin de evaluar su rentabilidad. Solo se contabilizan los flujos monetarios, da igual cual sea su naturaleza. Es necesario involucrar el peso total de todos los gastos previstos en contra de todos los beneficios, con el fin de seleccionar la opción más rentable.

En caso de que sea necesaria una financiación externa para hacer frente a la inversión inicial del proyecto, se pasaría a utilizar un ACB financiero, en el que habría que calcular de nuevo la rentabilidad contando con los nuevos costes de financiación, es decir, los intereses.

Si se quisiera también considerar los beneficios sociales o medio ambientales que ocurren con la implantación del proyecto, se utilizaría un análisis socio-económico o medioambiental. Los beneficios o inconvenientes sociales o medioambientales habría que transformarlos en unidades monetarias para poder analizarlos.

2.1.1 Orígenes y principios.

Los orígenes del Análisis Coste-Beneficio no están claros, ya que se han encontrados escritos que hacen referencia a estudios de este tipo en diversos lugares y épocas que poco tienen que ver entre sí. Con ello se puede demostrar la importancia que ha tenido la economía en el desarrollo y en las tomas de decisiones de las diferentes sociedades.

Para empezar, el Abad Saint-Pierre desarrolló, en el año 1708, un estudio acerca de la construcción de las carreteras en Normandía, donde identificaba las consecuencias de la misma en la sociedad, y calculaba los costes que se generarían, para conseguir así un escenario que contuviese la información necesaria para tomar decisiones al respecto.

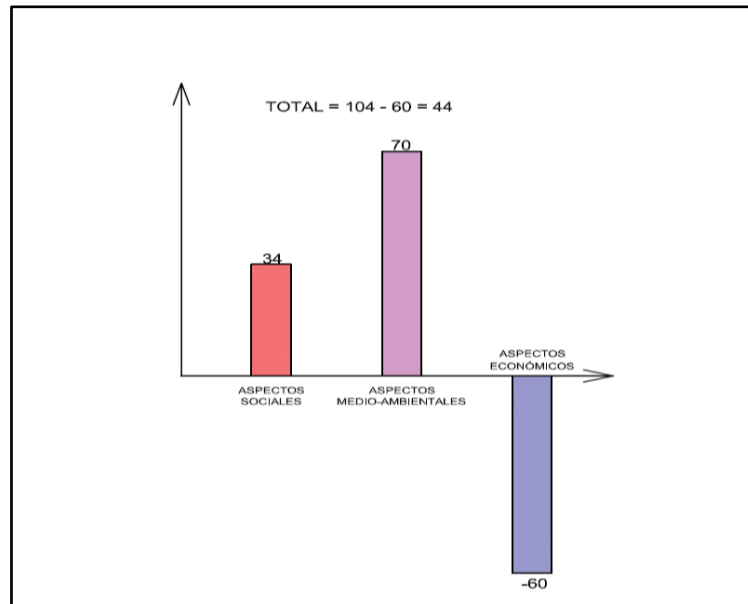
Más tarde, en el año 1808, en los Estados Unidos se empezaron a tener en consideración los diferentes efectos sociales de las grandes obras hidráulicas. Durante y después de la Segunda Guerra Mundial, las aplicaciones prácticas del análisis coste-beneficio se intensificaron en la resolución de problemas militares y en la evaluación de grandes proyectos de inversión en obras de infraestructura. Así, en el año 1936 el cuerpo de ingenieros del ejército de Estados Unidos desarrolló el Flood Control Act, donde se exponían los criterios de aceptabilidad para proyectos hidráulicos, y finalmente se concluyó con la inclusión de la economía en la toma de decisiones presupuestarias de la nación.

La primera formulación teórica del análisis ocurrió antes de todo esto y fue obra del ingeniero y economista francés J. Dupuit en 1844, quien quiso justificar económicamente la construcción de puentes y carreteras.

Para llegar al análisis que se desarrolla hoy en día, han tenido lugar numerosas y diferentes críticas a los métodos utilizados en cada momento. Todas ellas comenzaron con el criterio de Pareto, que estableció la economía del bienestar, que consiste en analizar el bienestar general en términos de las actividades económicas de los individuos que conforman una sociedad. Pareto sostenía que una idea o proyecto es óptimo cuando no es posible mejorar ninguno de los factores que intervienen sin que otro empeore. De este principio se extrae el concepto de Pareto Óptimo, que es la situación en la que ya no se puede llevar a cabo ninguna mejora. Lógicamente, esta es la situación más deseable y la que siempre se debe intentar alcanzar, pero también la más complicada.

Sin embargo, el criterio de Pareto es un criterio muy restrictivo, que limita mucho el crecimiento y la mejora independiente de cada uno de los factores influyentes. Por ello, después de él surge el “Principio de Compensación”, establecido por Kaldor-Hicks, que sostiene que “algo es eficiente cuando los beneficios totales compensen las pérdidas totales, independientemente de quién obtenga los beneficios o sobre quién repercuten los costes”. Es decir, es una visión algo más grupal, en la que lo importante es el conjunto, y no cada factor independiente. Es este el criterio en el que se basa el análisis Coste-Beneficio que se va a llevar a cabo.

El ACB en el que más directamente puede observarse el criterio de Kaldor-Hicks es en el ACB medio-ambiental del que se ha hablado anteriormente. En muchos casos, sobre todo en proyectos de interés general, se llevan a cabo proyectos que generan beneficios medioambientales o sociales, pero que generan pérdidas monetarias. Para poder evaluar conjuntamente todos los factores que interviene, se convierten los mismos en unidades monetarias. Así, estos proyectos, para llevarse a cabo, deberán tener un resultado conjunto positivo, aunque la realidad sea que económicamente se generan pérdidas. A continuación, se presenta un esquema de una situación ficticia de este tipo:



2. Esquema análisis medio-ambiental. Elaboración propia

2.1.2 Desarrollo.

Para realizar un análisis coste-beneficio, es necesario basarse en un indicador económico, con el que agrupar todos los flujos monetarios de los diferentes factores, y así obtener el resultado del análisis. Estos indicadores pueden ser el índice neto de rentabilidad, el margen bruto, el margen operacional, etc. En este caso, se utilizará como indicador el Valor Actualizado Neto (VAN) que representa el valor actual de los beneficios generados por nuestro proyecto.

Para calcular el VAN, se tienen que calcular todos los flujos monetarios que ocurrirán en el futuro, y convertirlos en dinero actual. Para ello, se utiliza un factor llamado tasa de descuento, que es el tipo de interés que nos permite traducir el dinero del futuro en dinero del presente. Calcular, o, mejor dicho, decidir, qué tasa de descuento se debe usar para el proyecto, es un proceso complicado, ya que no se basa simplemente en un cálculo utilizando datos conocidos, sino que tiene una gran componente subjetiva. Los métodos más usuales en su cálculo se basan en definir la tasa de descuento como aquella que corresponde con el coste de los recursos financieros utilizados para ejecutar la inversión. Estos pueden ser propios o ajenos.



- a) Proyecto financiado únicamente con fondos propios: en este caso, es lógico pensar que para que la inversión sea deseosa, se le deben exigir al menos, la misma rentabilidad que nos daría ese dinero si se invirtiese en otra alternativa, como puede ser un fondo de inversión a plazo fijo, un depósito bancario, u otro proyecto o idea diferente. Esto se conoce como “coste de oportunidad”.
- b) Proyecto financiado únicamente con fondos ajenos: en este caso, la tasa de descuento será el coste del préstamo que se haya adquirido, es decir, el interés del mismo más los gastos bancarios. Esto es lo que se denomina el coste de la deuda.
- c) Proyecto financiado tanto con fondos propios como ajenos: en este caso, se tendrá que calcular el coste medio ponderado entre los recursos propios y los recursos ajenos (ponderando cada coste mediante el su volumen con respecto al total). A esto se le llama coste del capital.

Si el VAN de un proyecto es positivo, el proyecto crea valor. Si es negativo, el proyecto destruye valor. Si el VAN es 0, el proyecto ni crea ni destruye valor.

En resumen, el VAN calcula el valor presente de un determinado número de flujos futuros, restando los ingresos menos los costes.

$$VAN = -I_0 + \sum_{i=1}^n \frac{q_i}{(1+r)^i} = -I_0 + \sum_{i=1}^n \frac{b_i - c_i}{(1+r)^i}$$

Siendo I_0 el valor de la inversión inicial, b_i y c_i los beneficios y costes en el año i y r la tasa de descuento.

En resumen, los pasos que se seguirán para realizar este ACB y valorar así todos los factores influyentes, son:

1. Definir el proyecto
2. Definir los parámetros básicos
3. Definir y estudiar los impactos
4. Valorar monetariamente
5. Calcular el VAN
6. Analizar la sensibilidad

En el paso 2 es muy necesario ser muy críticos. Un proyecto, normalmente, tiene un número ilimitado de factores que influyen en su rentabilidad en cada momento. Si se quisieran evaluar todos ellos, sería un proceso infinito, y se necesitarían unos fondos de

investigación demasiado elevados. Es por ello que es importante centrarse en los factores más importantes y cuyo peso es mayor.

A continuación, se explicarán en más detalle los pasos más críticos del ACB.

2.1.3 Definición de parámetros básicos

La definición de los parámetros básicos es un paso clave en la definición de la rentabilidad de un proyecto. Si esto no se hace lo suficientemente bien, el resultado puede estar muy alejado de la realidad, y en análisis no nos habrá servido para nada. Los parámetros que se deben decidir son el año de referencia, el horizonte temporal y la tasa de descuento.

- Año de referencia: será el año al cual se lleven todos los flujos, para convertirlos en el valor del dinero en ese momento. Normalmente, se toma el año en el que se realiza el estudio, que suele ser el año del desembolso de la inversión inicial.
- Horizonte temporal: este será el número de años en los cuales se calcularán los gastos y beneficios que serán convertidos en el valor del año de referencia. Es un valor importante ya que las conclusiones del análisis pueden ser erróneas si no elegimos bien este valor. Es decir, puede que se dé un caso en el que el VAN sea negativo debido a que el horizonte elegido es demasiado pequeño para haber recuperado la inversión inicial del proyecto. Puede ser también que el VAN sea 0, lo que querrá decir que el payback del proyecto coincide con el horizonte temporal elegido.

Sector	Reference period (years)
Railways	30
Roads	25-30
Ports and airports	25
Urban transport	25-30
Water supply/sanitation	30
Waste management	25-30
Energy	15-25
Broadband	15-20
Research and Innovation	15-25
Business infrastructure	10-15
Other sectors	10-15

3. Horizontes temporales dependiendo del tipo de proyecto. Fuente: *Guide To CBA of Investment Projects*⁽⁵⁾

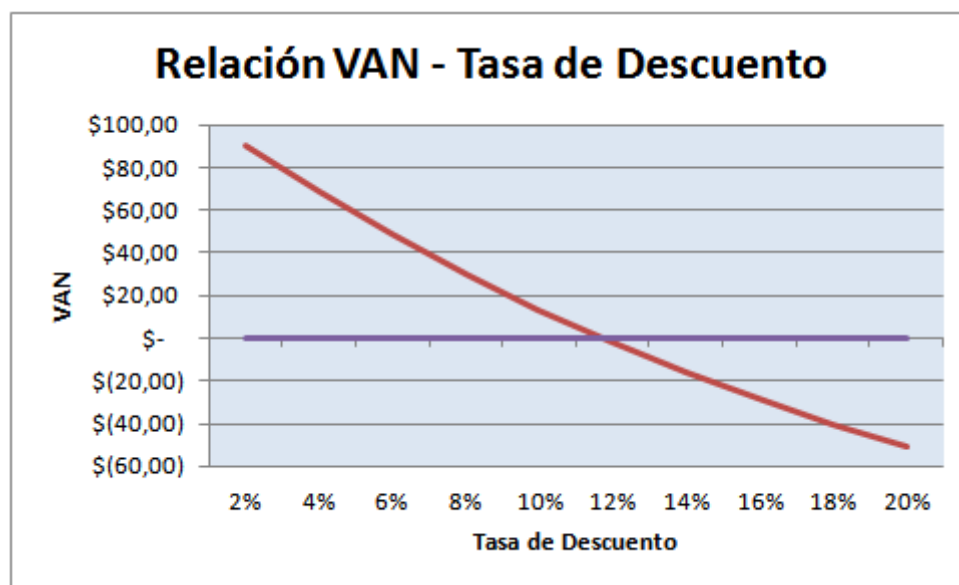
- Tasa de descuento: como ya se ha dicho anteriormente, este valor refleja el coste de oportunidad. Al ser un parámetro que decide el proyectista, puede



tomar diferentes valores en función de la exigencia personal, del número de años que se tomen como horizonte temporal, etc. Su elección es también muy importante, ya que, al igual que pasaba con el horizonte temporal, una mala elección puede llevar a sacar unas conclusiones erróneas.

- ➔ Una tasa de descuento muy baja hará que se sobreestimen los valores actualizados de los flujos netos de beneficio, con lo que se podría acabar aceptando un proyecto que realmente no es rentable.
- ➔ Una tasa de descuento muy alta, al contrario, subestima los valores actualizados de beneficio, con lo que se podría acabar rechazando un proyecto que realmente sí podría ser rentable.

A continuación, se muestra un gráfico que relaciona el resultado del VAN con la tasa de descuento seleccionada:



4. Relación VAN-Tasa de Descuento. Fuente: FuniBlogs⁽⁴⁾

En el “Guide to CBA of investment project”, la Comisión Europea aconseja utilizar una tasa del 4% para realizar un análisis financiero, del 5% para un análisis económico, y del 5% también para un análisis social o medioambiental. Sin embargo, anima a los países miembros a que marquen su propia referencia en cada estado. Además, estos valores se refieren a proyectos del sector público. Si nos encontramos en el sector privado, como será nuestro caso, este valor suele aumentarse, pudiendo llegar incluso al 10%

Más adelante se planteará en qué categoría se encuentra nuestro proyecto.

2.1.4 Identificación y cuantificación de los impactos

Una vez se han definido los parámetros básicos, se deben definir y enumerar todos aquellos impactos que afecten al proyecto, sean del tipo que sean, y tanto en la fase de puesta en marcha del proyecto como en las posteriores fases de uso y mantenimiento. Como ya se ha comentado, es muy importante saber distinguir los impactos importantes, que aportan un mayor peso en los costes/beneficios globales, de manera que el estudio sea factible y no conlleve una cantidad demasiado grande de tiempo y/o dinero. Al igual que en el caso de la definición de los parámetros, esta fase del estudio también es algo subjetiva, ya que se basa en predecir el futuro. Es decir, es muy fácil enumerar los impactos influyentes en la situación actual. Sin embargo, no es tan fácil predecir cómo estos van a variar, o incluso si van a aparecer nuevos más adelante. Así, cuanto mayor sea el horizonte temporal que se considera, más difícil será también predecir con exactitud todos los impactos.

Una vez que esté todos definidos, habrá que convertirlos en unidades monetarias, en este caso serán euros del año 2018. Para los impactos que no tienen un valor monetario en sí, es importante apoyarse en información proporcionada por los mercados para determinar su valor, pero siempre teniendo criterio para detectar posibles irregularidades. En algunos casos, no habrá ninguna información acerca del valor de algún impacto, por lo que será necesario crear nuestra propia información basándonos en las preferencias de las personas afectadas por el mismo.

Una vez se tengan todos los impactos convertidos en unidades monetarias, habrá que aplicarles la tasa de descuento a los que no se produzcan en el año de referencia.

2.2 MODELADO DINÁMICO

Como ya se ha mencionado, definir los impactos que influyen en la rentabilidad de un proyecto no es un proceso fácil, puesto que cuenta con una gran incertidumbre: algunos impactos pueden variar mucho a lo largo de todo el período de estudio, incluso estando relacionados entre sí. Es por ello, que es muy recomendable saber establecer las relaciones existentes entre los mismos.

Un modelado dinámico es una metodología que establece relaciones entre variables correspondientes a distintos períodos de tiempo. En general y como ejemplo, un modelado dinámico es necesario en casos en los que se afirma que la inversión correspondiente al período presente está relacionada con la variación del producto del período anterior.

Poniendo el foco en las centrales hidroeléctricas, esto se traduce en que los costes o los beneficios de nuestra central, se pueden conocer con base en la situación social, económica y medio ambiental que hay en estos momentos. En el futuro, puede que estas situaciones sean diferentes, y afecten a los valores de algunos de los impactos, a pesar de que los mismos sigan interrelacionados de la misma manera. Como ejemplo, el clima de un lugar afectará a la energía producida por una central situada en este lugar en cuanto a que, cuánto más llueva, más agua se puede aprovechar para generar energía. El estudio de la cantidad de energía generada se hará con base en datos históricos, pero es posible que estos varíen en el futuro, con que lo que también variará la cantidad de energía producida. Además, quizás este cambio medioambiental afecte a la economía y a la sociedad de este lugar, lo que puede producir variaciones en el precio al que se venda esta energía, o incluso en la demanda de la misma.

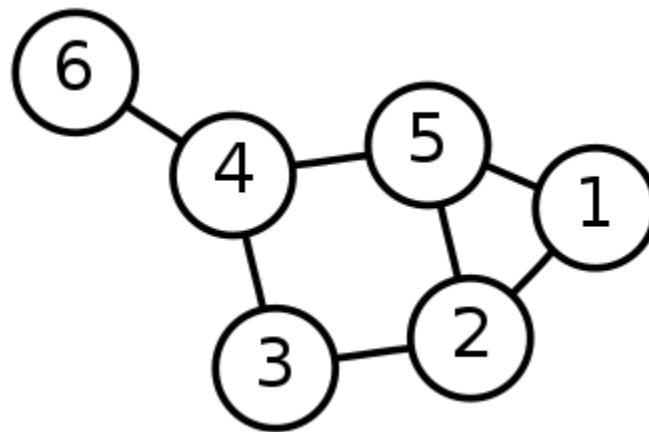
Por ello, crear un modelado dinámico del proyecto, determinando qué impactos pueden variar con el tiempo, y asignándole correctamente una trayectoria temporal a cada uno de ellos, puede ser una herramienta muy útil en la determinación correcta de su rentabilidad.

Existen dos tipos de modelos dinámicos: deterministas o estocásticos. Un modelado determinista es aquel en el que se conocen con certeza las trayectorias temporales de los parámetros que variarán. Como se puede imaginar, este caso no se da muy habitualmente, ya que en la mayoría de los casos las variaciones son impredecibles. Así se llega al modelado estocástico, que otorga a cada parámetro una trayectoria basada en la distribución de probabilidad.

2.3 TEORÍA DE GRAFOS

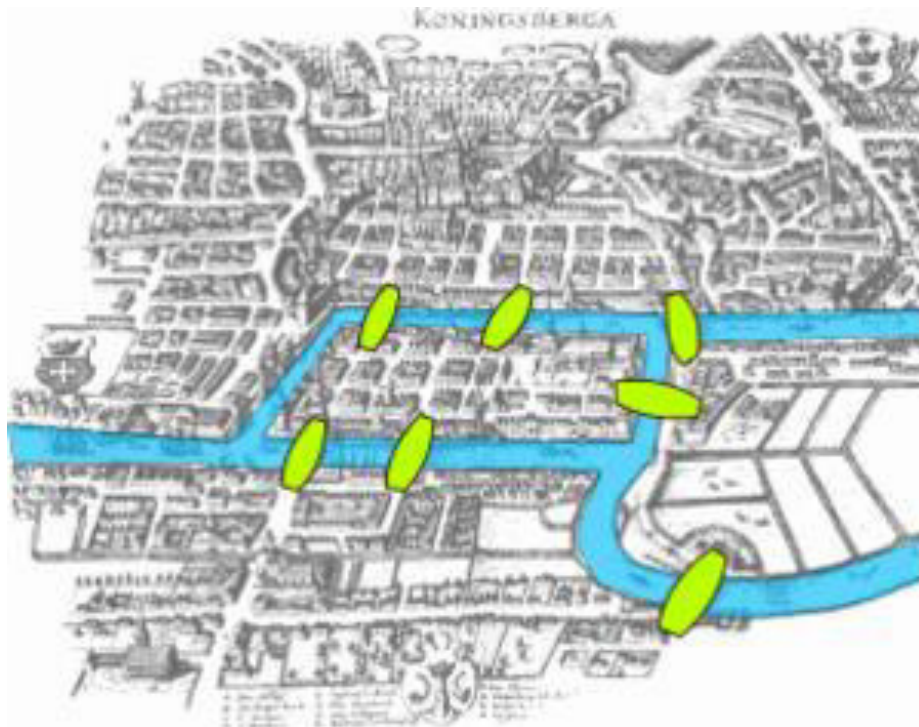
Para poder establecer correctamente las relaciones entre todos los impactos, y poder así realizar el modelado dinámico, es necesario primero conocer todos y cada uno de los factores con los que está relacionado cada factor. Para ello, se utilizará la teoría de grafos.

La teoría de grafos es un instrumento conceptual de análisis que se basa en un conjunto no vacío formado por una serie de elementos (vértices) unidos por relaciones orientadas o no orientadas (aristas/flechas). Típicamente, un grafo se representa mediante una serie de puntos conectados por líneas. Existen muchos tipos, por ejemplo: un árbol genealógico, un organigrama, etc. Es importante saber que la longitud de las líneas que unen los vértices no tiene ninguna importancia: los grafos no son figuras a escala.



5. Teoría de grafos. Fuente: Universidad de Pamplona ⁽⁹⁾

El origen de la teoría de los grafos se remonta al año 1736, cuando Leonhard Euler resolvió el problema de los puentes de Königsberg. Este problema se originó en la ciudad de Königsberg, en la Prusia Oriental, que estaba atravesada por el río Pregel, el cual dividía el territorio en cuatro regiones diferentes, que estaban unidas por 7 puentes. El problema consistía en encontrar una manera de cruzar a pie toda la ciudad, pasando una sola vez por todos y cada uno de los puentes, y regresando finalmente al mismo punto de inicio.



6. Teoría de los Puentes de Königsberg. Fuente: Wikipedia⁽¹⁶⁾

Más tarde, también fue utilizada por Gustav Kirchhoff en 1845 para explicar sus leyes de los circuitos eléctricos para calcular el voltaje y la corriente.

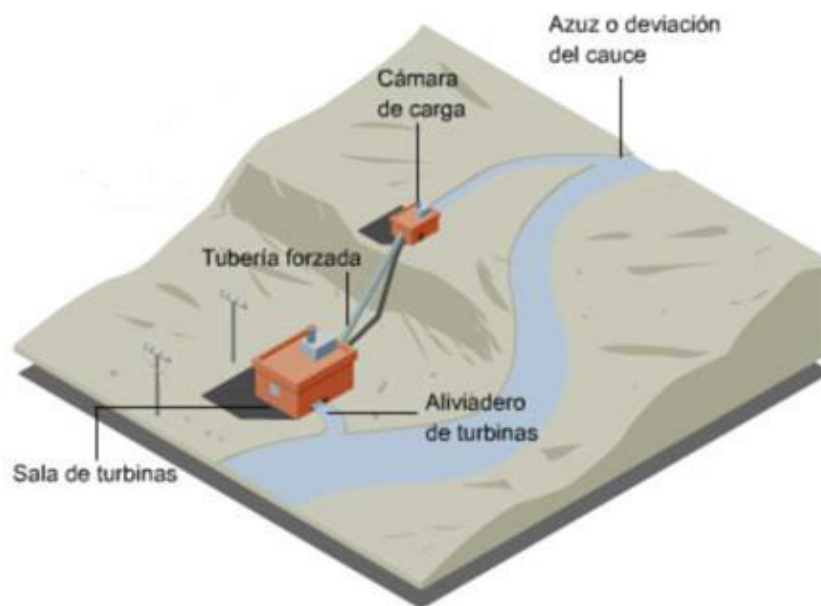
En 1852 Francis Guthrie planteó el problema del mapa, que consistía en ser capaz de pintar cualquier mapa solamente con 4 colores, sin que ninguna de sus regiones tuviese el mismo color que una región vecina. Este problema no fue resuelto hasta un siglo después por Kenneth Appel y Wolfgang Haken, pero puede ser considerado el inicio de la teoría de grafos, ya que cada región podría considerarse como un vértice.

A continuación, se describirán todos los impactos que afectan a la rentabilidad de una central hidroeléctrica, y se podrá ver como la teoría de grafos nos ayuda a establecer relaciones entre ellos.

3 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS: DEFINICIÓN.

A través de un análisis ACB anteriormente descrito, en este proyecto se estudiará la rentabilidad de una central hidroeléctrica. Una central hidroeléctrica es una estación generadora de energía eléctrica gracias a la transformación de la energía potencial del agua almacenada en un embalse en una cota superior, primero en energía cinética capaz de mover unas turbinas y luego en energía eléctrica al mover estas turbinas el rotor de un generador. Tras el pasaje del agua, ésta se devuelve al río donde se incorpora al curso normal, pudiéndose aprovechar nuevamente para el consumo humano o para volver a obtener más energía, aguas abajo.

El esquema básico de una central hidroeléctrica se muestra a continuación:



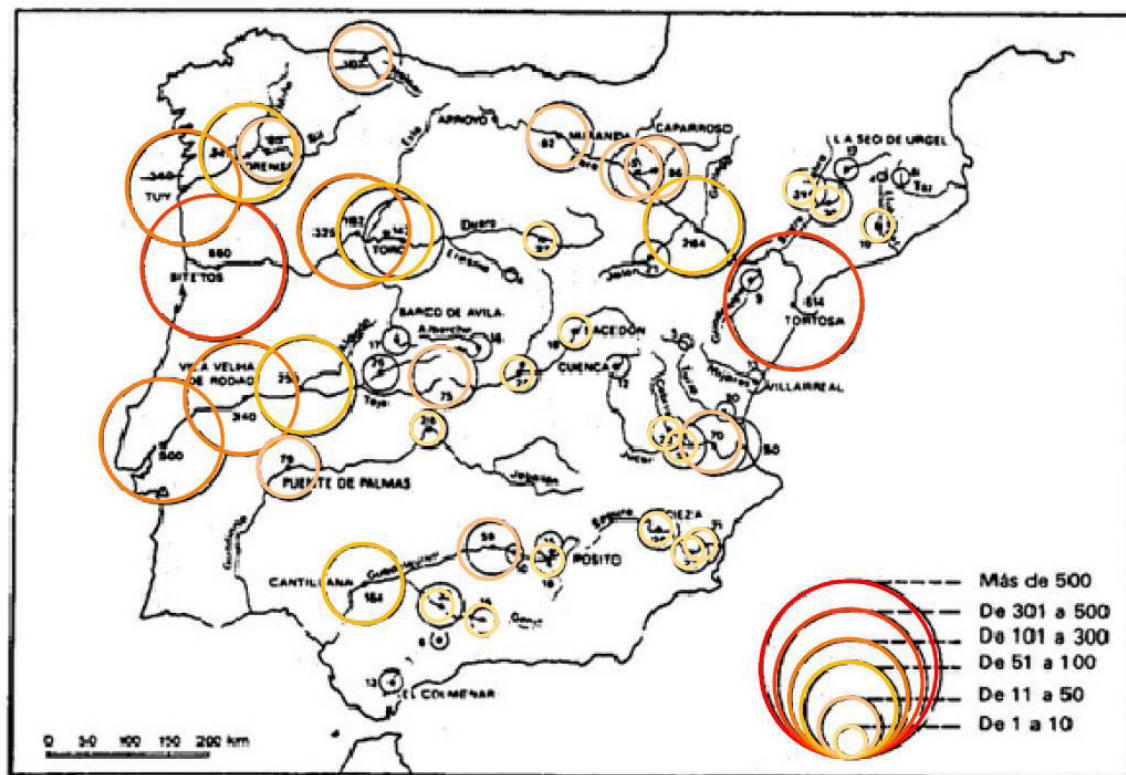
7. Esquema de central hidroeléctrica. Fuente: Ecovive⁽¹⁷⁾

Como se ve, la idea fundamental es la derivación de una parte del río mediante un azud que eleve la lámina de agua, hacia una cámara de carga (puede ser un embalse, o un almacén más pequeño) en la que el agua se vaya almacenando. Después, el agua fluirá por una tubería forzada o libremente, hasta llegar a las turbinas y moverlas y así, mediante un generador y un transformador, crear energía que saldrá de la central mediante una línea eléctrica.

Así, la energía generada entra en el grupo de las Energías Renovables, que supone el 15% de toda la energía generada en España, siendo el 7% correspondiente a la energía

hidroeléctrica. Históricamente, la evolución en España de la energía hidroeléctrica ha sido siempre creciente, aunque su aportación en el total de energía producida ha ido disminuyendo debido a la implantación de centrales generadoras de otros tipos. En el año 1940, el 92% de la electricidad era de origen hidráulico, mientras que el 2015 apenas llegaba al 20%. Esto fue debido, además de a la energía nuclear, a la construcción de grandes centrales térmicas.

Además, en muchas ocasiones la incertidumbre que genera su productividad desanima a los inversores a interesarse por este tipo de generación. Para que una central hidroeléctrica sea rentable, debe llover lo suficiente para que el río en el que está instalado lleve la cantidad suficiente de agua para generar la energía prevista. Además, las políticas cambiantes de los países en cuanto a energías renovables, que en muchas ocasiones ponen más trabas que facilidades, desanima a los inversores a interesarse por este campo. Aún así, el número de centrales hidroeléctricas en España tiende al alza, al igual que en el resto de países de la OCDE: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos. Como se observa en la imagen a continuación, en la mayoría de las 17 Comunidades Autónomas españolas hay centrales hidroeléctricas, pudiéndose dividir estas en mini-hidráulicas (potencia instalada menor a 10MW), y las grandes hidráulicas.



8. Distribución centrales hidroeléctricas en España. Fuente: ecoticias⁽¹⁰⁾ + Modificación propia.

Debido a esta incertidumbre que genera y a la inseguridad que existe al invertir en energía hidráulica, este TFM pretende facilitar la comprensión de los diferentes impactos que afectan a la rentabilidad de una central y sus relaciones, de manera que exista una mejor manera de saber si merece la pena invertir en una central hidroeléctrica concreta.

3.1 DEFINICIÓN

Como ya se ha mencionado, una central hidroeléctrica es una instalación que aprovecha el agua que transcurre por ríos, lagos o mares y la convierte en energía eléctrica mediante unas turbinas que están adjuntas a unos alternadores.

Las centrales pueden estar situadas en embalses, o directamente en el curso de los ríos, que es lo más habitual. A continuación, se explicarán las partes más importantes de una central tipo colocada en el cauce de un río, que varían ligeramente cuando la misma se encuentra en el embalse de una gran presa.

- Río: se podría decir que son los que aportan la materia prima para conseguir la energía. Por los ríos fluye el agua que mediante una presa o azud se almacena en la cámara de carga para su posterior utilización.
- Azud de derivación: es una pequeña o gran elevación del fondo del cauce por el que circula el agua, transversal al mismo, que impide el paso del agua que está fluyendo de manera que ésta queda retenida.
- Canal de derivación: una vez que el agua ha quedado almacenada mediante el azud, esta es derivada mediante una compuerta lateral hacia el canal de derivación, que la lleva hasta la cámara de carga, donde quedará almacenada hasta su utilización.
- Cámara de carga: como ya se ha dicho, es el lugar en el que el agua “espera” a ser utilizada.
- Compuertas, rejas y limpiarrejas: cuando llega el momento de su utilización, el agua deja la cámara de carga a través de unas compuertas, que están protegidas mediante unas rejas de manera que, si existen sedimentos grandes, rocas, árboles o incluso animales en la misma, estos no lleguen hasta las turbinas pudiéndoles generar daños. Estas rejas deberán tener unos limpiarrejas para evitar su atascamiento.
- Tubería forzada: es por donde fluye el agua cuando sale de la cámara de carga, cogiendo velocidad debido a la diferencia de cota que va experimentando, y llegando así a las turbinas con la mayor velocidad posible, de manera que su energía cinética sea máxima y genere la mayor cantidad de energía posible.

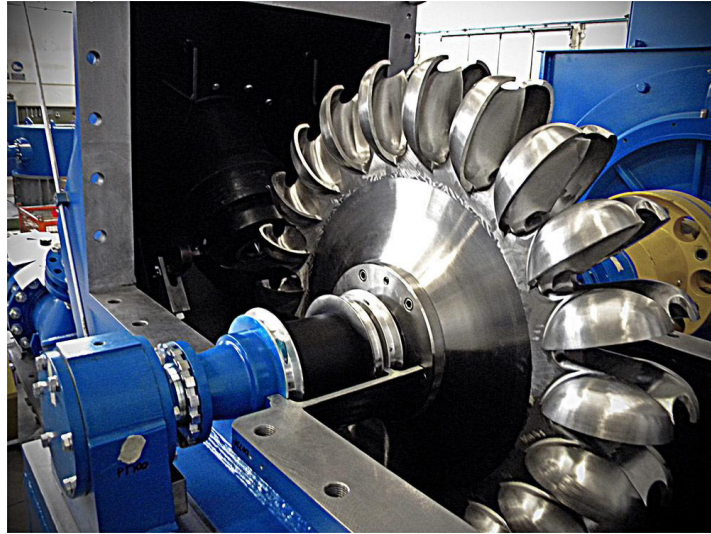
- Turbinas: es una turbomáquina motora hidráulica que está formada por unas palas que generan la rotación de un generador cuando el agua las empuja. Pueden ser de tipo Pelton, Francis y Kaplan. Las mismas deberán estar resguardadas y protegidas en el interior de un edificio en el que también se encontrará el transformador y demás maquinaria, así como las oficinas y el resto de instalaciones que sean necesarias en caso de que sea una central muy grande. Este edificio se denomina edificio de la central.



9. Turbina tipo Francis. Fuente: HPP⁽¹⁸⁾



10. Turbina tipo Kaplan. Fuente: Zeco⁽¹⁹⁾



11. Turbina tipo Pelton. Fuente: Zeco⁽¹⁹⁾

- Transformador y línea eléctrica: en el transformador es donde se convierte la corriente de baja tensión en corriente de alta tensión (500.000 voltios, o incluso más), y se disminuye su intensidad, de manera que se pierda menos energía en su transporte mediante la línea eléctrica. Así, se lleva la electricidad hasta las estaciones de distribución, donde vuelve a ser convertida reduciendo su tensión hasta niveles adecuados para los usuarios (220 o 110 voltios).

En el caso de la instalación de la central aguas debajo de un embalse generado por una gran presa, no existirá canal de derivación ni cámara de carga ya que el agua pasará directamente del embalse a las tuberías forzadas. Además, en algunas ocasiones, sobre todo cuando la diferencia de cota entre la lámina de agua en el embalse y aguas abajo no es muy grande, el agua fluirá en lámina libre desde la cámara de carga hasta las turbinas, de manera que no existirán tuberías forzadas.

A pesar de que la mayoría de las centrales comparten esta distribución, existen ciertas modificaciones de configuración al existir diferentes tipos:

- Según la utilización del agua:
 - Centrales de embalse: es el tipo más frecuente y responde a la descripción anterior. Con ellas, es posible turbinar agua durante todo el año, al poder almacenar la misma cuando las reservas son altas, para aprovecharla cuando hay escasez. Son las que mayor inversión requieren.
 - Centrales de agua fluyente: utilizan parte del flujo de un río para generar energía eléctrica. Operan de forma continua porque no tienen capacidad para almacenar



agua al no disponer de embalse. Turbinan el agua que haya disponible en cada momento, siempre limitado por la potencia instalada en las turbinas.

- Centrales de regulación: son centrales en las que es posible regular la salida de agua en función del momento. Así, se adaptan bien a las horas punta de consumo.
 - Centrales de bombeo o reversibles: es una central que además de poder convertir la energía potencial del agua en electricidad, también puede hacer lo contrario. Así, en horas de bajo consumo eléctrico, cuando la electricidad es más barata, bombearán el agua almacenada aguas abajo hasta el embalse de aguas arriba, y en horas de gran demanda, cuando el precio de la electricidad alcanza su pico, volverán a turbinar esa agua generando más energía. Pueden estar formadas por una turbina y una bomba, o por una turbina reversible.
- Según la altura de salto o el desnivel existente:
- Centrales de alta presión: cuyo salto es superior a 200 m. Los caudales en las mismas suelen ser pequeños, en torno a 20 m³/s por máquina. Suelen estar situadas en zonas de alta montaña y utilizan turbinas de tipo Pelton o Francis.
 - Centrales de Media Presión: cuyos saltos son de 20 a 200 metros y turbinan caudales mayores, de hasta 200 m³/s por máquina. Utilizan turbinas Francis y Kaplan, y en ocasiones, en saltos más grandes, Pelton.
 - Centrales de Baja Presión: cuyos saltos son menores de 20 metros y cuyo caudal puede incluso llegar a superar los 300 m³/s. Suelen utilizar turbinas Kaplan, y en algunas ocasiones, Francis.
 - Centrales de Muy Baja Presión: son centrales equipadas con nuevas tecnologías, ya que por debajo de un cierto desnivel, ya ni siquiera las turbinas Kaplan son capaces de generar energía. Suelen tener alturas de salto menores de 4 m.

3.2 PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS

Las dos características más importantes de una central, y de las que dependerán la elección de los diferentes elementos que la conforman, son:

- La potencia instalada: en función de la altura de salto y del caudal máximo que se pueden turbinar, se deberá instalar una potencia máxima en nuestras turbinas. Además, en ciertos lugares, en la decisión de este parámetro también influirán las leyes, puesto que las concesiones son más difíciles de obtener cuánto mayor es la potencia turbinada.
- El caudal: dependerá de los datos históricos del río, y de los caudales ecológicos del mismo. Para la elección de las turbinas, se deberá elegir un caudal del que se



disponga un alto porcentaje de horas al año, para que así las mismas no estén sobredimensionadas, en cuyo caso quizás la inversión inicial sería demasiado elevada y no se conseguiría recuperar a tiempo.

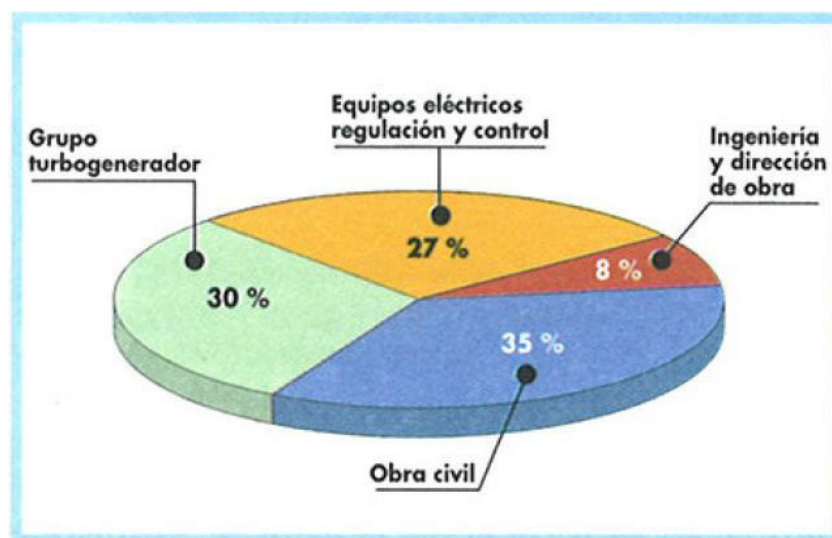
- La altura de salto: depende de la orografía del terreno y del río a aprovechar. En algunas ocasiones, es posible aumentar la altura de la que se dispone si se crea un embalse lo suficientemente grande para que el agua almacenada alcance alturas mucho mayores que las que tendría en una situación normal. Este es el caso de las grandes presas.

4 ESTRUCTURA DE COSTES

En el proyecto de una central hidroeléctrica, lo primero que hay que conocer es la estimación de la inversión inicial necesaria para el proyecto de esta, para así poder decidir si lo que se necesita es un análisis económico o un análisis financiero.

A continuación, se pretende estudiar el coste aproximado de una central hidroeléctrica genérica haciendo mención de los parámetros que influyen más decisivamente en los costes y beneficios de los distintos elementos que forman una central. Como se ve, los primeros parámetros mencionados coinciden con las características principales de las centrales, siendo influyentes en los costes de las mismas. Los parámetros mencionados más adelante son los que influyen en la demanda, y por lo tanto, en los beneficios generados por una central.

Esta información se ha sacado de un manual escrito en el año 1994 y contrastado con el CADER (Comisión de Ahorro, Diversificación y Energías Renovables). Para actualizar los datos, se ha aplicado a los mismos el cambio de moneda de pesetas a euros y la inflación ocurrida desde entonces. Además, debido al progreso en el estado del arte de algunas de las tecnologías utilizadas en una central, algunos de los datos han sido modificados para adaptarlos a la actualidad, basándonos en los datos de ejecución de la central caso de estudio así como de otras centrales conocidas. Una vez hallados los datos, se ha calculado mediante una regresión polinómica las relaciones entre los diferentes impactos y los parámetros característicos de la central, que han sido mencionados anteriormente. La influencia de cada una de las partes en la inversión inicial es básicamente la siguiente.



12. Tipos de costes que conforman la inversión inicial. Fuente: Minicentrales hidroeléctricas. IDAE⁽²⁾

Estos porcentajes pueden variar dependiendo de las características de cada central. Por ejemplo, en la rehabilitación de una central parada, el porcentaje correspondiente a obra civil disminuye en función de la infraestructura aprovechable, mientras que en una central de alta montaña, la parte correspondiente a obra civil será mayor debido a la dificultad en su ejecución.

En general, las partes se pueden desglosar en los diferentes impactos:

4.1 AZUD

Cuanta más cantidad de agua que se quiera conseguir retener, más alto deberá ser el azud. Así, el precio por unidad lineal de azud viene definido por la siguiente ecuación, debiendo ser multiplicado por su longitud total para hallar el coste total.

$$y = 166,26 * x^2 + 127,41 * x + 994,09$$

Siendo y el coste en euros, y x la altura del azud en metros.

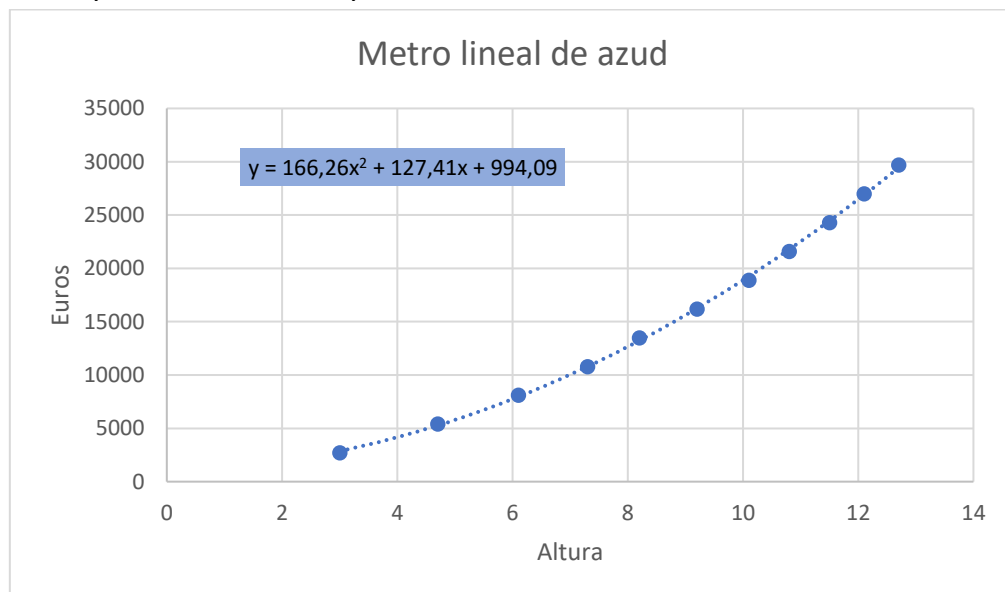


Tabla 1. Coste de azud. Elaboración propia

4.2 TOMA

Se considera aquí una toma de sección rectangular con su correspondiente reja y compuerta. Para otros tipos de toma habría que hacer un análisis más exhaustivo,

aunque este tipo suele ser el predominante. El tamaño de la toma dependerá del caudal de equipamiento, y su coste viene definido por la siguiente función.

$$y = -13,014 * x^2 + 5594,6 * x + 24676$$

Siendo y el coste de la toma en euros, y x el caudal de equipamiento en m³/s.

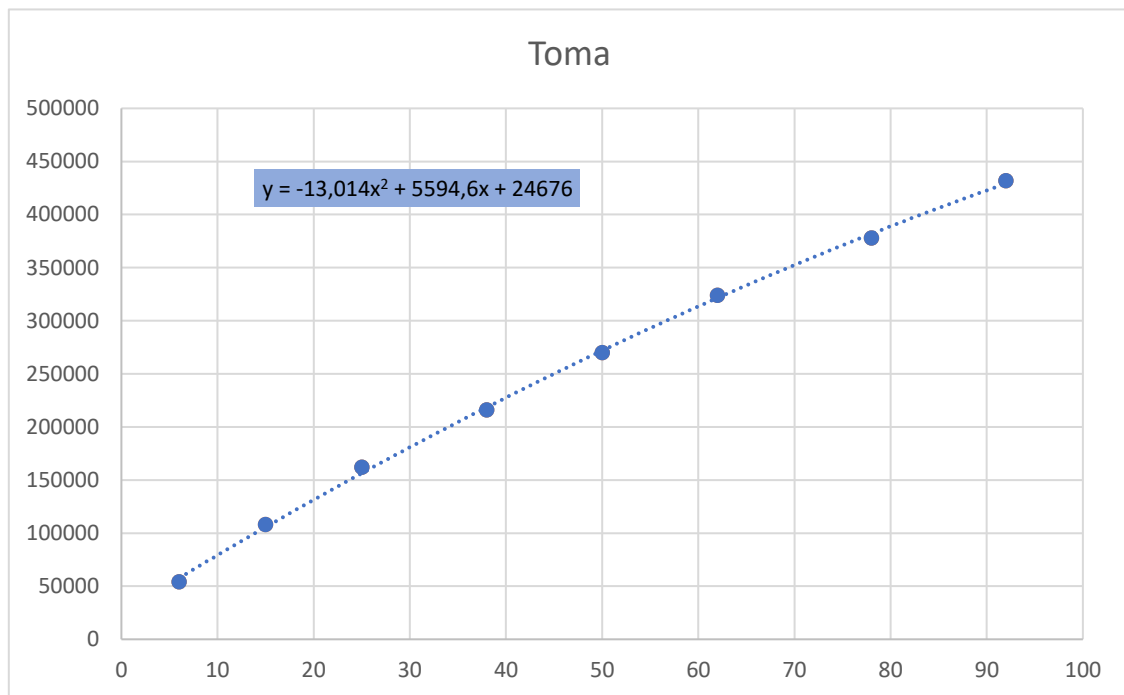


Tabla 2. Coste de toma. Elaboración propia

4.3 CANAL DE DERIVACIÓN

Este concepto se separa en dos debido a las grandes diferencias en el coste de su construcción dependiendo del material en el que se excave. Así, se separa en:

- Canal de derivación en zona de montaña, con excavación en roca y sección en forma trapezoidal con taludes 0,25/1.
- Canal de derivación en curso medio del río, con la mayor parte de excavación sobre tierra y sección en forma trapezoidal con taludes 1,5/1.

Las funciones siguientes nos proporcionarán el coste por unidad de longitud en función del caudal de equipamiento.

Para el canal de derivación en tierra:

$$y = -0,099 * x^2 + 23,16 * x + 207,06$$

Siendo y el coste en euros y x el caudal de equipamiento en m³/s.

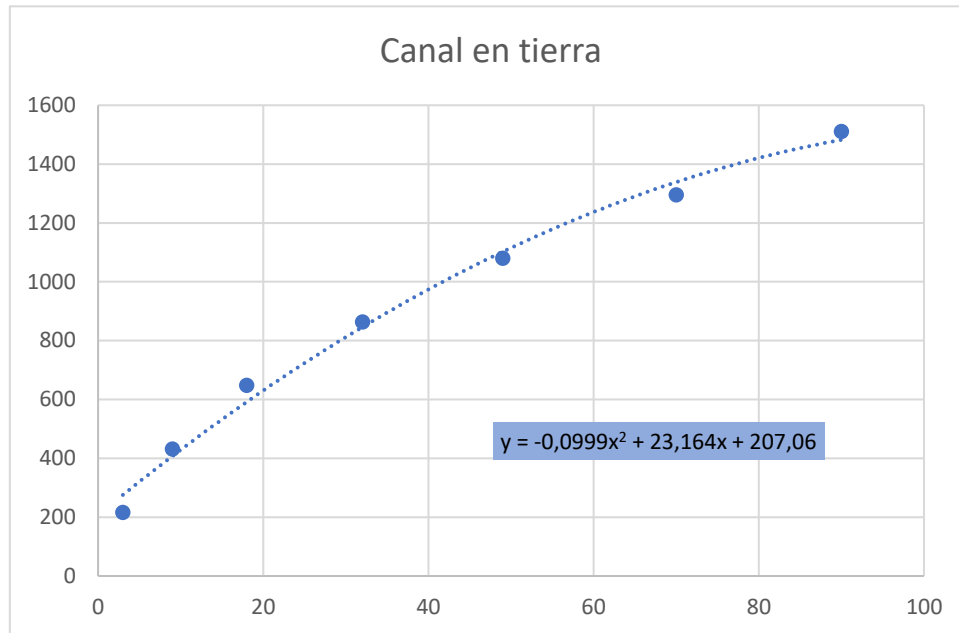


Tabla 3. Coste Canal en tierra. Elaboración propia

Para el canal de derivación en roca:

$$y = -4.823 * x^2 + 132,55 * x + 191,77$$

Siendo y el coste del canal en euros, y x el caudal de equipamiento en m³/s.

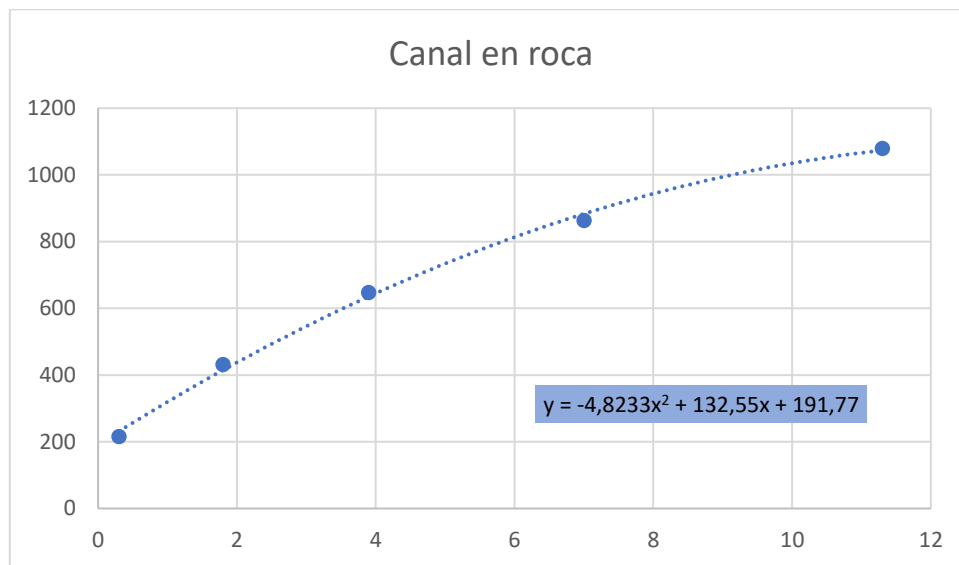


Tabla 4. Coste Canal en roca. Elaboración propia

4.4 CÁMARA DE CARGA

Los costes de este concepto son muy variables en función de sus características, del tipo de central, y de la posibilidad de regulación que se pretenda tener. Aquí se considera un caso general de cámara de carga abierta de sección rectangular, de dimensiones suficientes para cumplir su función pero sin capacidad para efectuar regulación horaria de los caudales turbinados. Así, la función que relaciona el coste de la cámara de carga según en caudal de equipamiento será:

$$y = -180,49 * x^2 + 17273 * x + 4494,3$$

Siendo y el coste de la cámara en euros, y x el caudal de equipamiento en m³/s.

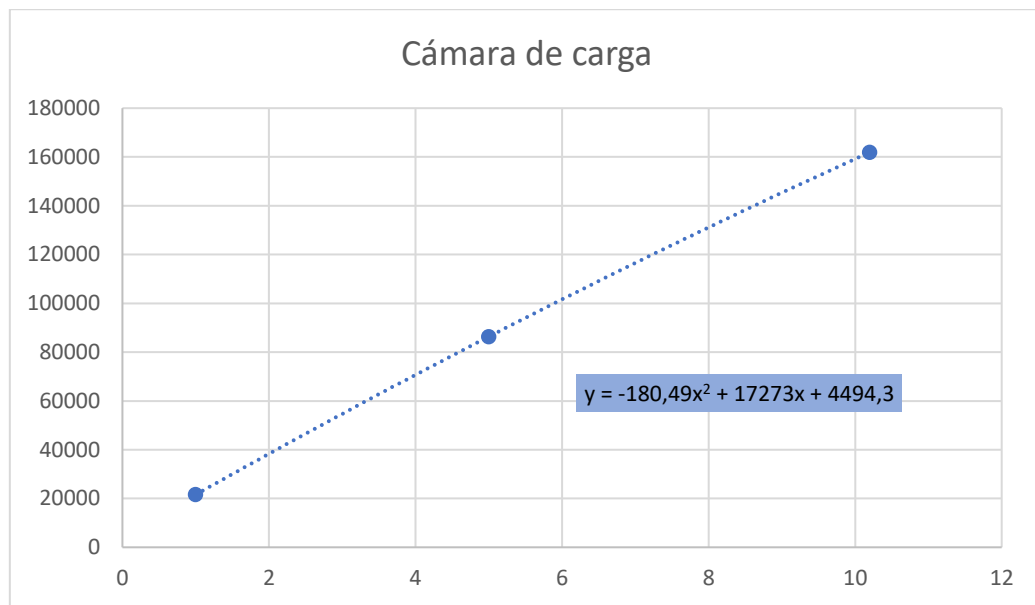


Tabla 5. Coste cámara de carga. Elaboración propia

4.5 TUBERÍA FORZADA

En este caso se considerará una tubería de acero, de espesor variable en función de la altura. Igual que antes, para otros tipos de tubería se necesitaría un estudio más exhaustivo. En este caso, el precio de la tubería por unidad de longitud viene dado por las siguientes relaciones:

$$\text{Para } H \geq 800 \text{ m} \rightarrow y = -105,24 * x^2 + 1397,8 * x + 539,67$$

$$\text{Para } H \geq 500 \text{ m} \rightarrow y = -23,611 * x^2 + 721,81 * x + 553,17$$

$$\text{Para } H \geq 200 \text{ m} \rightarrow y = -8,7696 * x^2 + 320,53 * x + 616$$

$$\text{Para } H \geq 100 \text{ m} \rightarrow$$

$$y = -0,1057 * x^4 + 4,079 * x^3 - 57,979 * x^2 + 457,06 * x + 550,74$$

$$\text{Para alturas pequeñas, el coste mínimo será} \rightarrow$$

$$y = -0,0626 * x^4 + 2,7462 * x^3 - 46,039x^2 + 425,4 * x + 558,73$$

Siendo, en todas ellas, y el coste de la tubería en euros, y x el caudal en m³/s.

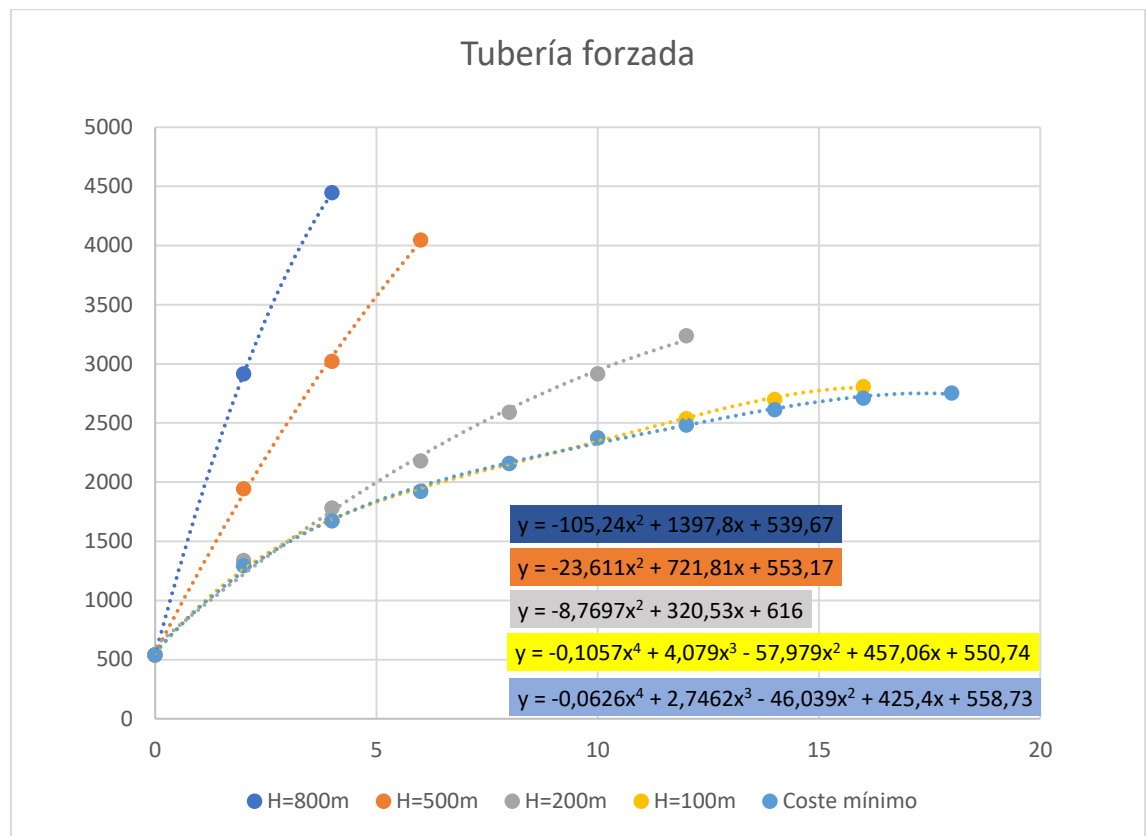


Tabla 6. Coste de tubería forzada. Elaboración propia

4.6 OBRA CIVIL

El siguiente gráfico nos muestra la relación entre el coste de la obra civil para la construcción del edificio de la central, así como del resto de elementos que deban ser construidos, como por ejemplo los soportes de las turbinas, escaleras de acceso a las mismas, etc en función del caudal de equipamiento y la altura de salto. En este caso se considera un edificio muy básico, con las instalaciones justas para albergar las turbinas, generadores, y maquinaria en general necesaria para la generación y transporte de la energía. Si se quisiera tener un edificio más funcional, que además de estos, cumpla otros usos, el estudio debería ser, igual que antes, más exhaustivo. Además, en caso de que el edificio se encuentre en zonas de orografía complicada, o en el cauce del río para centrales de bajo salto y gran caudal, será necesario tener en cuenta un incremento de este coste en función de la complejidad de la construcción.

$$\begin{aligned} \text{Para } H \geq 500 \text{ m} &\rightarrow y = 10^{-10} * x^2 + 12844 * x + 38533 \\ \text{Para } H \geq 100 \text{ m} &\rightarrow y = 37,81 * x^3 - 944,13 * x^2 + 11055 * x + 38533 \\ \text{Para } H \geq 25 \text{ m} &\rightarrow \end{aligned}$$

$$y = -0,0749 * x^4 + 7,9206 * x^3 - 320,04 * x^2 + 6978,7 * x + 38533$$

Para $H \geq 10 \text{ m} \rightarrow$

$$y = -0,0075 * x^4 + 1,6694 * x^3 - 132,37 * x^2 + 5003,5 * x + 39970$$

Para alturas pequeñas, el coste mínimo será \rightarrow

$$y = -0,0059 * x^4 + 1,3343 * x^3 - 109,11 * x^2 + 4403,1 * x + 39637$$

Siendo, en todos los casos, y el coste de la obra civil del edificio en euros, y x el caudal de equipamiento en m^3/s .

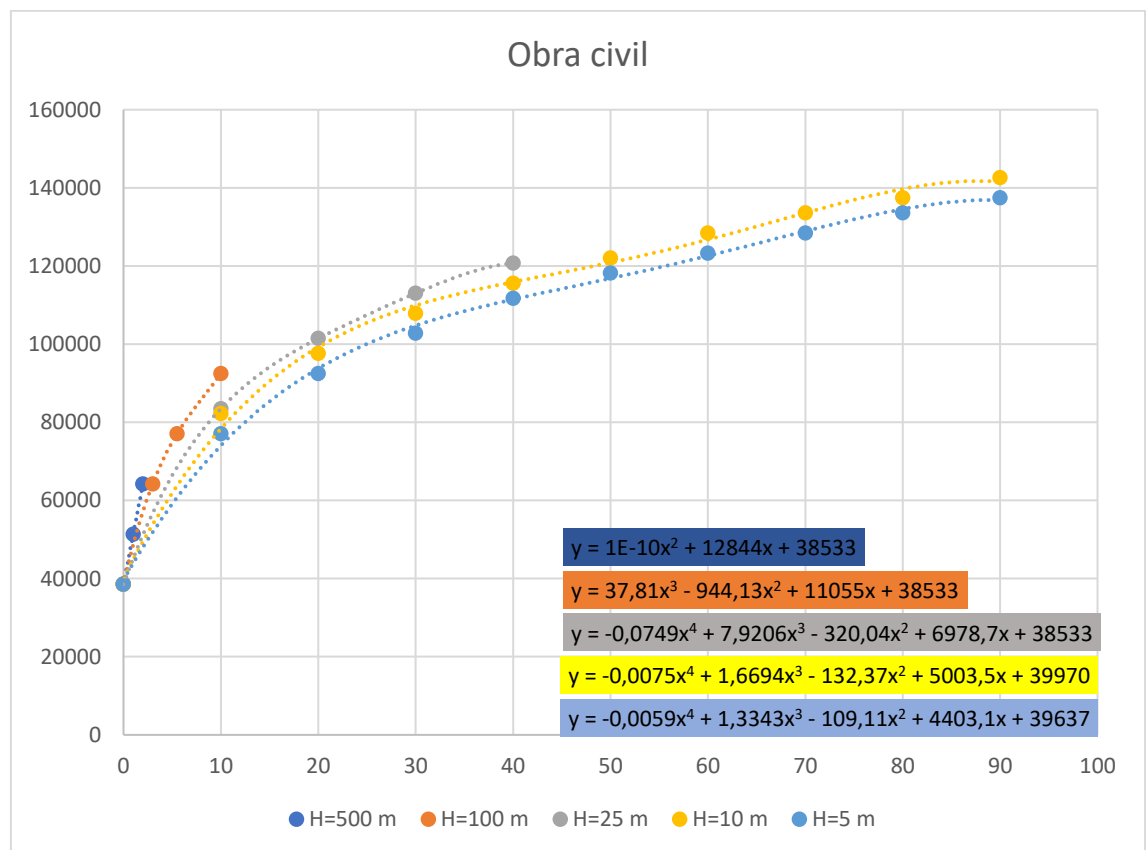


Tabla 7. Coste de obra civil. Elaboración propia

4.7 TURBINAS

Las turbinas son uno de los elementos con más impacto en la inversión inicial de una central hidroeléctrica. Como ya se ha explicado antes, existen tres tipos de turbinas, además de las turbinas no estándar que puedan desarrollarse a partir de las nuevas tecnologías. En función del caudal de equipamiento y de la altura de salto se deberán elegir unas u otras, y cada una tiene un precio muy diferente. Para poder conocer los

precios de las mismas, se deberían pedir precios actualizados a diferentes fabricantes. De momento no se hará esto, sino que más adelante, cuando se defina la turbina que se utilizará en la central de nuestro caso de estudio, también se definirá su precio. Sin embargo, en esta gráfica extraída del manual se puede ver una selección de las turbinas que se deben utilizar en cada caso, aunque esto ya se describió anteriormente.

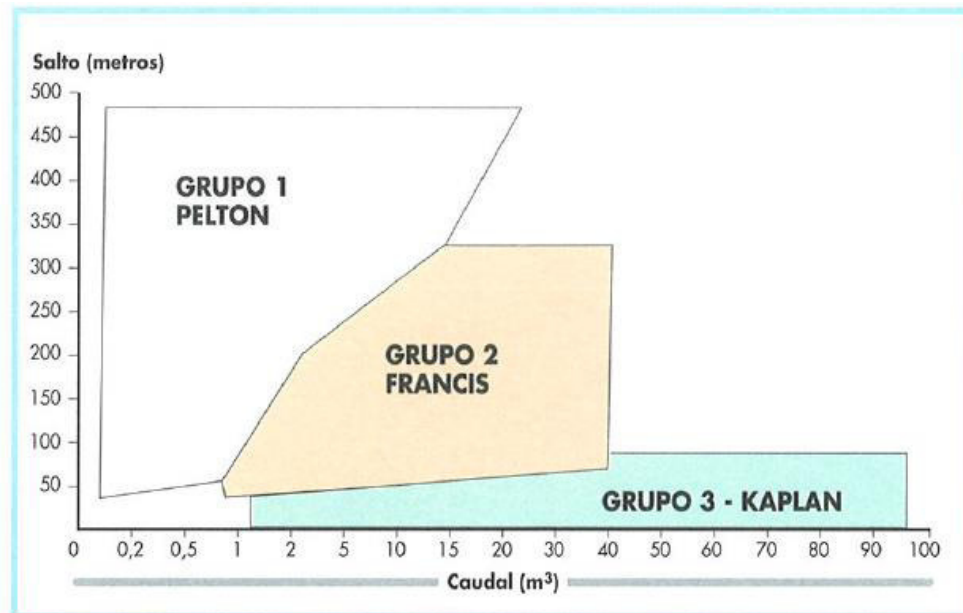


Tabla 8. Tipo de turbina según caudal y altura. Fuente: “Minicentrales hidroeléctricas. IDAE”

4.8 EQUIPO ELÉCTRICO GENERAL

En este caso, se van a agrupar los costes del generador, el transformador y el sistema eléctrico, para dar una estimación más acorde con la actualidad. Sin embargo, se exponen también las gráficas de cada uno de los elementos por separado.

Por un lado, el coste del generador es función de la potencia instalada y el tipo de generador.

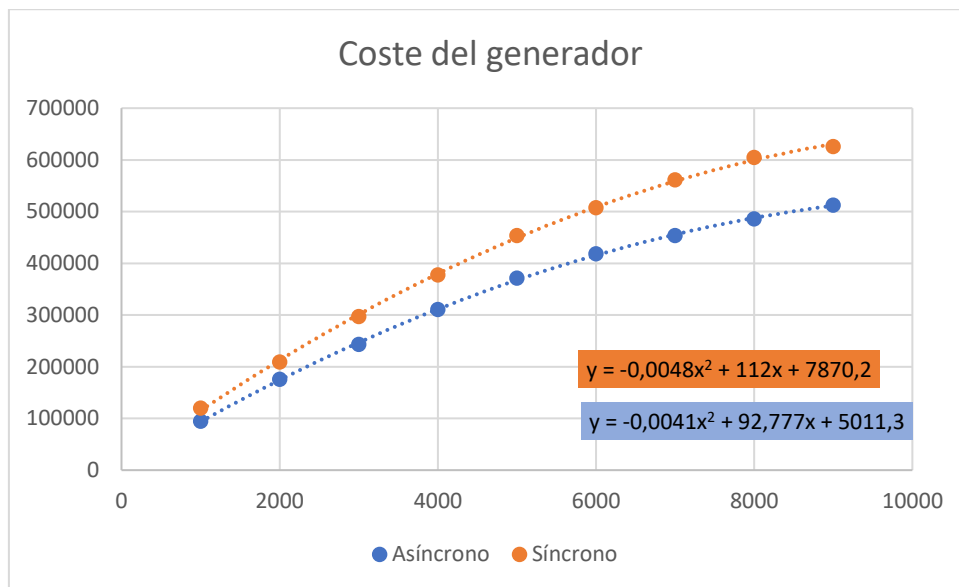


Tabla 9. Coste de generador. Elaboración propia

Por otro lado, el coste del transformador principal, es función de la potencia instalada en la central suponiendo un solo transformador independientemente del número de turbinas existentes.

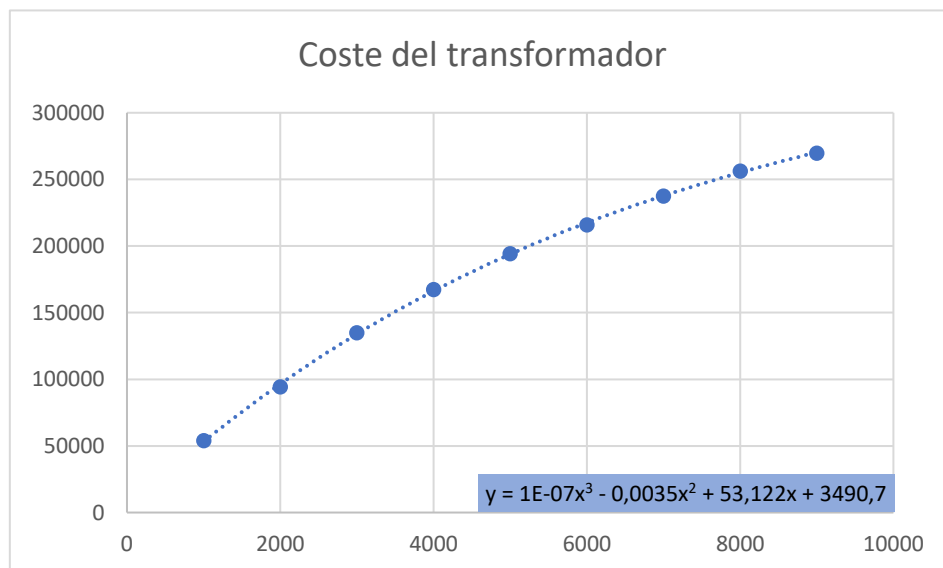


Tabla 10. Coste del transformador. Elaboración propia

Y por último, el coste del sistema eléctrico, que depende en gran medida de los equipos instalados, los fabricantes de los mismos y los requerimientos que el proyectista fije para el sistema. Considerando constantes los parámetros anteriores, el coste del sistema

eléctrico dependerá del número de grupos y de la potencia instalada total, teniendo en cuenta que las condiciones técnicas que la legislación y las compañías eléctricas ponen para la conexión a la red de distribución ya marca unos mínimos de coste para el equipamiento eléctrico de la central.

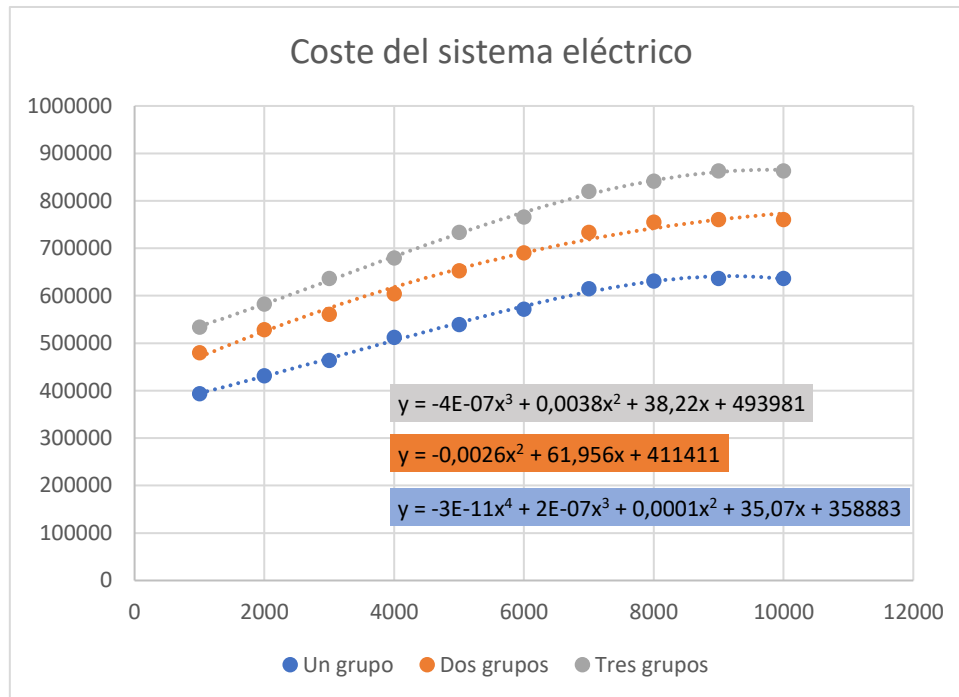


Tabla 11. Coste del sistema eléctrico. Elaboración propia

Finalmente, agrupando todos estos costes, se puede hallar una relación mucho más general pero bastante acertada, del coste del equipo eléctrico general en función de la potencia instalada. Sin embargo, esta relación, hallada en base a casos reales y actuales, no depende de la potencia instalada, sino de la potencia nominal, por lo que será necesario conocer los datos de rendimientos para poder calcularlo.

$$y = 6000 * x^{0,5}$$

Siendo y el coste del equipo en euros, y x la potencia nominal total en kW.

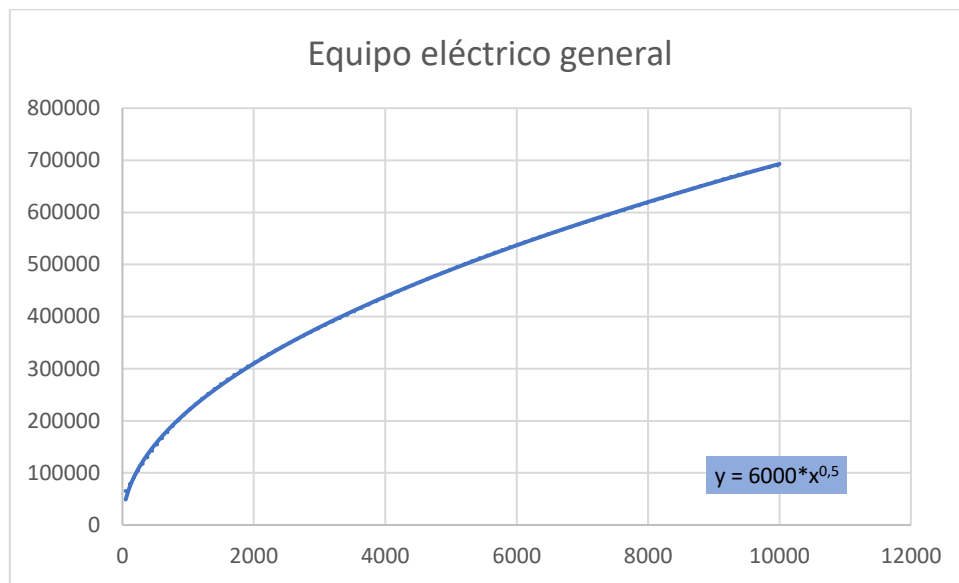


Tabla 12. Equipo eléctrico general. Elaboración propia

4.9 LÍNEA ELÉCTRICA

Por último, nos queda el coste de la línea eléctrica de transporte de la energía generada. Este dependerá de la tensión de la línea, de su longitud y de la dificultad que ofrezca el terreno para su ejecución. Por ello, las siguientes formulas nos dan una estimación del coste de la línea eléctrica por unidad de longitud, en función de si el terreno es llano, ondulado o accidentado, y en función de la tensión de transporte. Se considerarán unas tensiones de 44, 20, 15 y 1 kV generalizando los casos. Si se quiere ser más preciso, habría que hacer un estudio más exhaustivo, pero para este proyecto se considera que esta es una buena aproximación.

Para 44 kV, el coste por unidad de longitud será:

$$y = 1608,6 * x + 18859$$

Para 20 kV, el coste por unidad de longitud será:

$$y = 1331,3 * x + 15531$$

Para 15 kV, el coste por unidad de longitud será:

$$y = 1109,4 * x + 14422$$

Y por último, para 1 kV el coste por unidad de longitud será:

$$y = 989,5 * x + 2884,4$$

Siendo, en todos los casos, y el coste de la línea eléctrica por unidad de longitud, y x la dificultad de instalación debido al terreno, siendo 0 un terreno completamente llano, y 10 un terreno muy accidentado.

A continuación, se muestra una representación gráfica de estas fórmulas.

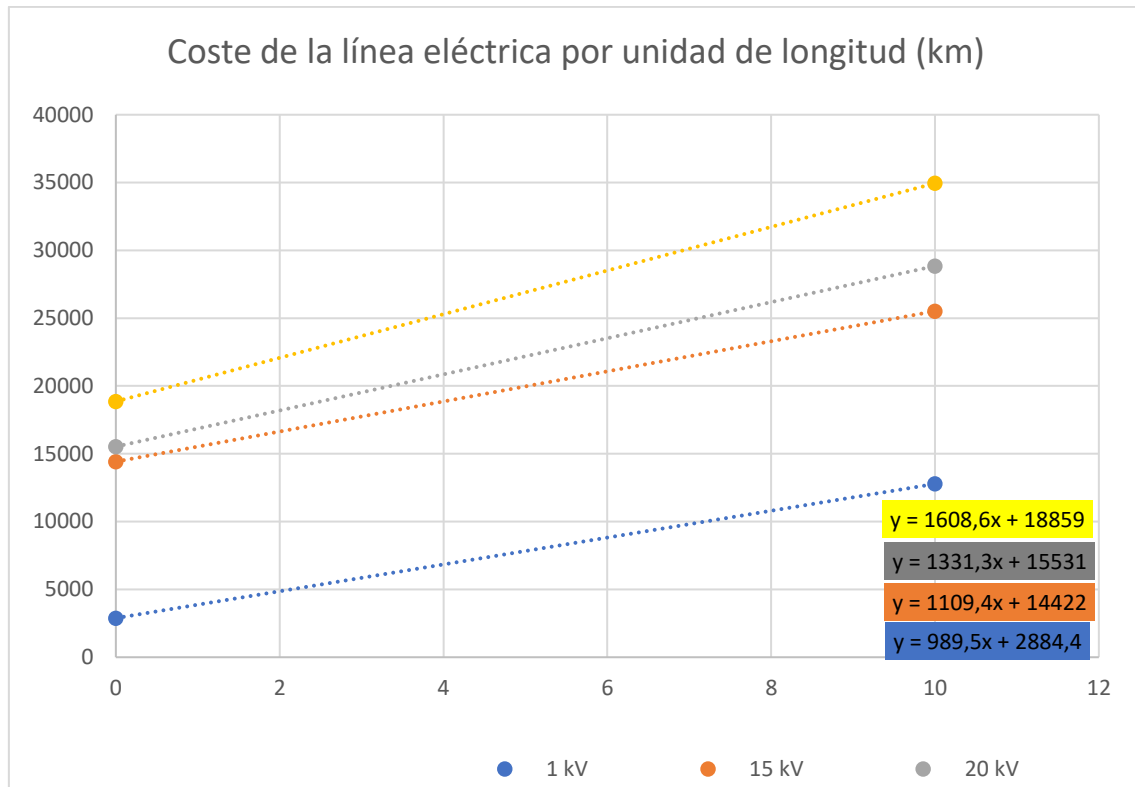


Tabla 13. Coste de línea eléctrica. Elaboración propia

En resumen, el grafo, es decir, las relaciones que existen entre los diferentes elementos que intervienen en los costes de una central hidroeléctrica son las siguientes:

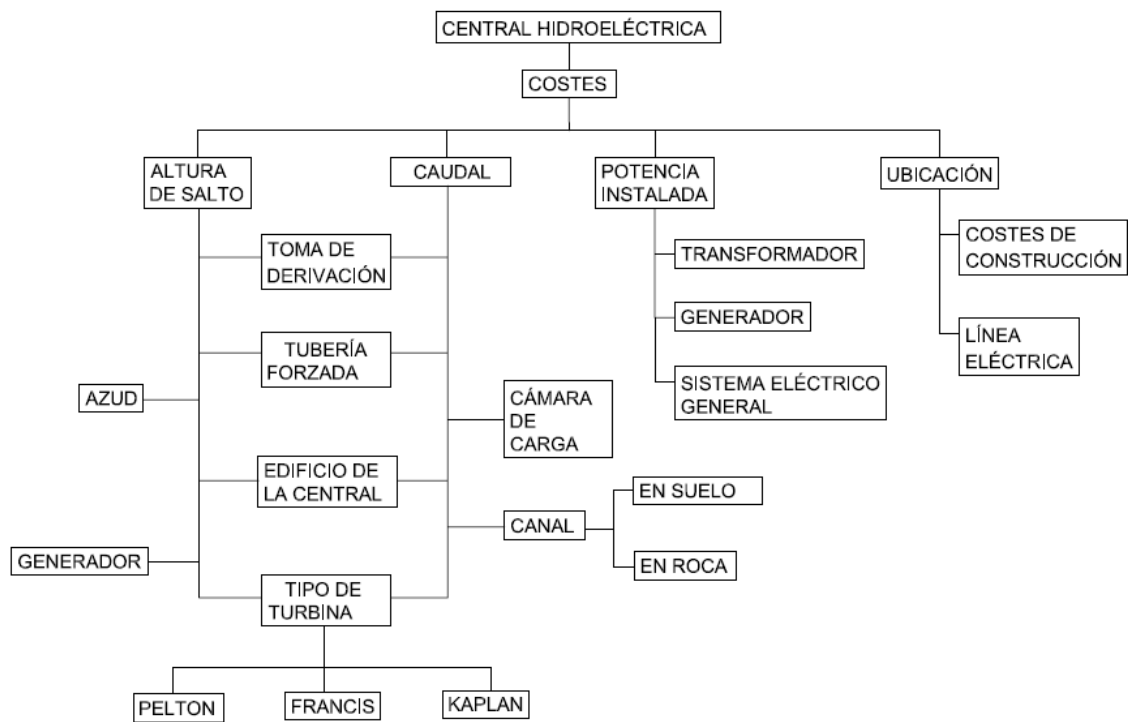


Tabla 14. Esquema de relaciones entre costes de inversión inicial. Elaboración propia

5 CASO DE ESTUDIO. CENTRAL DE SOLVAY

En este estudio, se estudiará una central hidroeléctrica que está actualmente en proceso de implantación. Se encuentra en la localidad de Barreda, en el municipio de Torrelavega, en Cantabria, donde está la planta industrial de Solvay, que aprovecha una derivación del río Saja para refrigerar sus equipos.



Tabla 15. Ubicación de la Central de Solvay. Elaboración propia

Es en esta derivación, que se encuentra en un punto posterior a la incorporación del río Besaya, donde estará instalado el aprovechamiento hidroeléctrico objeto de este estudio. Esta derivación se lleva a cabo mediante un azud situado en el río Saja, en el municipio de Barreda. Más adelante en esta derivación de refrigeración, habrá unas compuertas que subderivarán parte del caudal hacia la cámara de carga de nuestra central.



Tabla 16. Ubicación de central hidroeléctrica. Elaboración propia

En esta primera derivación existe una escala de peces por la que siempre ha de pasar el caudal ecológico para la supervivencia de los mismos. Este caudal se calcula para periodos de intensa sequía para permitir el mantenimiento de, como mínimo, un 25% del hábitat potencial útil máximo, tal y como indica la Instrucción de Planificación Hidrológica. En el año 2007, dentro de la realización del “Plan de investigación integral para la caracterización y diagnóstico ambiental de los sistemas acuáticos de Cantabria”, la Consejería de Medio Ambiente de la Comunidad Autónoma publicó el “Estudio de Caudales Ecológicos en la red Hidrográfica de Cantabria”, que presenta como resultado una densa red de puntos donde se ha calculado el caudal ecológico en todos los sistemas de explotación de Cantabria. En este caso, para la parte IV del río Saja (desembocadura, después de la incorporación del Besaya), los caudales mínimos requeridos se muestran a continuación, en un extracto del Anejo V de la edición de noviembre de 2010 de la Confederación Hidrográfica del Cantábrico.

Plan Hidrológico - Demarcación Hidrográfica del Cantábrico Occidental
CAUDALES ECOLÓGICOS

Tabla 10. Valores del régimen de caudales mínimos en los finales de masa

CÓDIGO MASA	NOMBRE MASA	CAUDAL MÍNIMO (m³/s)		
		AGUAS ALTAS	AGUAS MEDIAS	AGUAS BAJAS
ES076MAR000011	Rio Agüera II	0,64	0,47	0,35
ES076MAR000012	Rio Agüera I	0,24	0,18	0,12
ES078MAR000020	Rio Asón I	0,51	0,34	0,20
ES078MAR000050	Rio Asón II	2,18	1,50	0,95
ES079MAR000030	Rio Gándara	0,46	0,32	0,20
ES079MAR000040	Rio Calera	0,19	0,13	0,09
ES083MAR002310	Rio Carranza	0,40	0,28	0,19
ES084MAR000060	Rio Asón III	2,59	1,79	1,16
ES084MAR000070	Rio Ruahermosa	0,25	0,18	0,13
ES085MAR000080	Rio Campiazo	0,38	0,25	0,16
ES085MAR000090	Rio Clarín	0,28	0,19	0,12
ES086MAR000100	Rio Miera II	1,84	1,22	0,80
ES086MAR000110	Rio Pontones	0,18	0,12	0,07
ES086MAR000120	Rio Aguanaz	0,30	0,20	0,13
ES086MAR000130	Rio Revilla	0,14	0,09	0,06
ES086MAR000140	Arroyo de Pámanes	0,21	0,15	0,11
ES086MAR000150	Rio Miera I	0,53	0,34	0,21
ES087MAR000160	Rio de la Mina y Rio Obregón	0,23	0,16	0,12
ES088MAR000170	Rio Pas I	0,51	0,37	0,22
ES088MAR000180	Rio Troja	0,13	0,10	0,06
ES089MAR000190	Rio de la Magdalena	0,46	0,33	0,21
ES090MAR000200	Rio Pas III	1,91	1,37	0,86
ES090MAR000210	Rio Pas II	1,36	0,97	0,60
ES091MAR000220	Rio Pisueña I	0,73	0,50	0,33
ES092MAR000230	Rio Pas IV	3,79	2,66	1,79
ES092MAR000250	Rio Pisueña II	3,42	2,40	1,60
ES094MAR000260	Rio Saja I	0,13	0,11	0,07
ES096MAR000271	Rio Saja II	0,85	0,66	0,37
ES096MAR000272	Rio Argonza y Rio Queriendo	0,29	0,22	0,12
ES096MAR000280	Arroyo de Viaña	0,11	0,08	0,04
ES098MAR000291	Rio Saja III	1,52	1,14	0,64
ES098MAR000292	Rio Saja IV	2,08	1,53	0,90
ES098MAR000300	Arroyo de Ceceja	0,18	0,12	0,08
ES098MAR000310	Rio Bayones	0,18	0,13	0,08
ES100MAR000320	Embalse de Alsa/Torina	0,06	0,05	0,03
ES105MAR000330	Rio Besaya I	0,80	0,60	0,37
ES106MAR000340	Rio Casares	0,13	0,09	0,06
ES108MAR000351	Arroyo de los Ulares II	0,28	0,20	0,12
ES108MAR000352	Arroyo de los Ulares I	0,20	0,14	0,08
ES111MAR000360	Rio Cieza	0,24	0,16	0,100
ES111MAR000370	Rio Besaya II	1,68	1,22	0,75
ES112MAR000380	Rio Besaya III	4,50	3,26	2,01
ES113MAR000390	Rio de Bustrigado	0,14	0,09	0,06
ES113MAR000400	Rio del Escudo I	0,16	0,10	0,07

Tabla 17. Caudales Río Saja. Fuente: Plan Hidrológico del Cantábrico⁽¹¹⁾

Por otro lado, a través del Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente, también se puede conocer el caudal mínimo registrado entre los años 2012 y 2013 en la estación 1242, que se encuentra en el Azud de Sniace, a tan solo 2 km de nuestra central, y a tan solo 1 km de la derivación para la refrigeración de la maquinaria de Solvay, que es de donde la central tomará el agua. Con esto, se considera que estos datos son suficientemente fiables para este cálculo. Así, el caudal mínimo registrado es de 12,69 m³/s.




GOBIERNO DE ESPAÑA
MINISTERIO DE AGRICULTURA Y PESCA
ALIMENTACIÓN Y MEDIO AMBIENTE



CEDEX
CENTRO DE ESTUDIOS
E INVESTIGACIONES DE OBRAS PÚBLICAS

ANUARIO DE AFOROS 2014 - 2015

ESTACIONES DE AFORO: Datos de estación foronómica

[Página principal del C.E.H.](#)
[Pag. intro Anuario](#)

ESTACIÓN 1242: RÍO SAJA EN AZUD DE SNIACE

Confederación Hidrográfica CANTÁBRICO

Ámbito CANTÁBRICO

Nº de Cuenca 1098

Corriente SAJA (Tipo de corriente RÍO)

Nº estación foronómica 1242

En servicio: 1 (0 NO; 1 SÍ)

Lugar AZUD DE SNIACE

Hoja 1/50000 34 (TORRELAVERGA)

Municipio TORRELAVERGA

Provincia CANTÁBRICA

XUTM
412908

YUTM
4801420

XUTM30
412908

YUTM30
4801420

Longitud
-40429

Latitud
432135

Sup. cuenca estación: 485 km²

Sup. cuenca río: 955 km²

Altitud: 22 m

Altitud max: m

Nº de años con datos: 2

Nº de años completos: 1

Año inicial de la serie: 2012

Año final: 2013

Caudal medio anual: 12,69 m³/s

Mínimo anual: 12,69 m³/s

Coeficiente de variación de la serie anual: 0

Caudal mínimo mensual: 1,83 m³/s

Máximo mensual: 44,04 m³/s

Incompletos: 1

Nº de meses: 18

Máximo anual: 12,69 m³/s

Coeficiente de sesgo:

Caudales medios mensuales en m³/s

octubre: 1,03
enero: 21,53
abril: 19,735
julio: 3,57

noviembre: 34,37
febrero: 18,87
mayo: 7,32
agosto: 2,46

diciembre: 14
marzo: 37,89
junio: 12,96
septiembre: 2,225

Cuantiles de la serie de caudales mensuales

Q5

Q25

Q50

Q75

Q95

13. Anuario de aforos. Fuente: Cedex⁽¹¹⁾

Para saber el caudal disponible habría que restarle a este caudal, que se entiende que se da en los momentos de aguas bajas del río, el caudal ecológico requerido en estos momentos. Sin embargo, para ser conservadores con el cálculo, se tomará el caudal ecológico máximo, que se da el momento de aguas altas, y es 2,08 m³/s. Así, se considerará que el caudal disponible en la derivación hacia el canal será en todo momento:

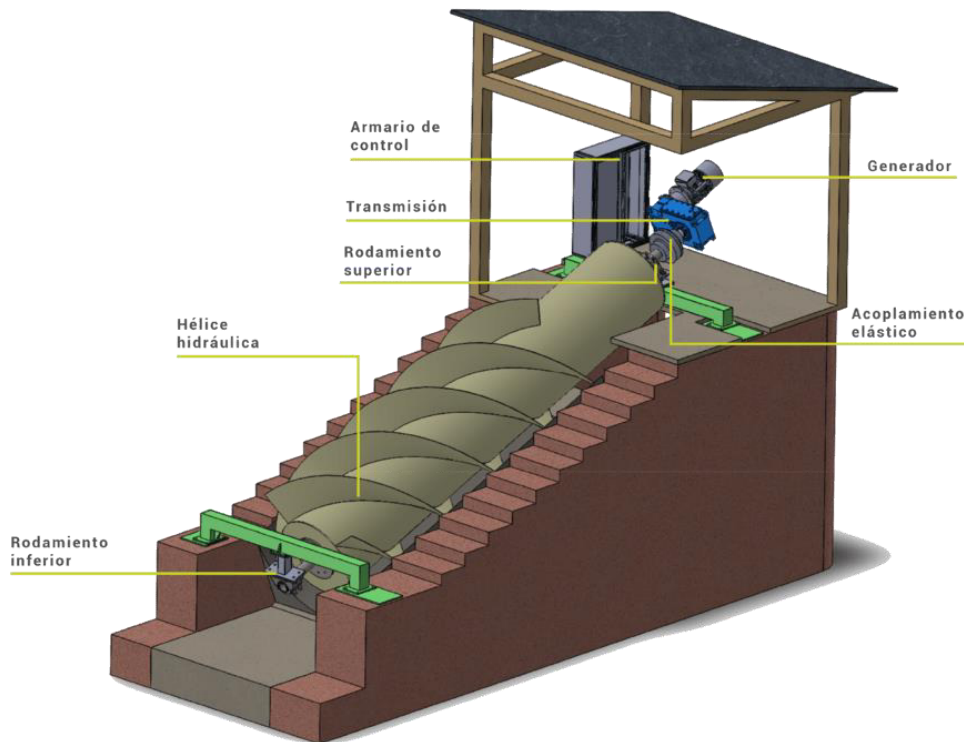
$$Q_{disponible} = Q_{mínimo} - Q_{ecológico} = 12,69 - 2,08 = 10,61 \text{ m}^3/\text{s}$$

Puesto que la concesión con la que cuenta la fábrica de Solvay para la derivación es de tan solo $5\text{m}^3/\text{s}$, se puede concluir que esta derivación podrá llevarse a cabo todos los días del año, ya que siempre se dispone de un caudal suficiente.

Más adelante, en este canal de derivación para Solvay, existen unas compuertas, que actualmente estaban cerradas, que dan paso a una subderivación, en la que antiguamente existía un molino harinero. El mismo estaba explotado por la empresa Harinas del Norte (Harinor), que, mediante una orden ministerial en 1946 consiguió una concesión con destino a usos de fuerza motriz. Esta concesión fue transferida a Solvay varias décadas después, en 1998. Más adelante, en 2004, la firma química registró en la Confederación Hidrográfica del Norte una petición para cambiar el uso de la concesión, de molinería a producción de energía eléctrica, que no recibió el visto bueno.

A día de hoy, la empresa Solvay Energy ha conseguido que se acepte esta concesión para el uso de los $5\text{m}^3/\text{s}$ que fluyen por el canal, y está desarrollando el proyecto “Aprovechamiento hidroeléctrico de aguas industriales”. Para ello, ha sustituido la turbina SemiKaplan que recogía el proyecto original, por un tornillo de Arquímedes invertido, que puede ir colocado a la intemperie, se adapta mejor a las condiciones características del aprovechamiento y, además, presenta una ventaja ambiental: minimiza las lesiones y mortalidad de los peces a su paso.

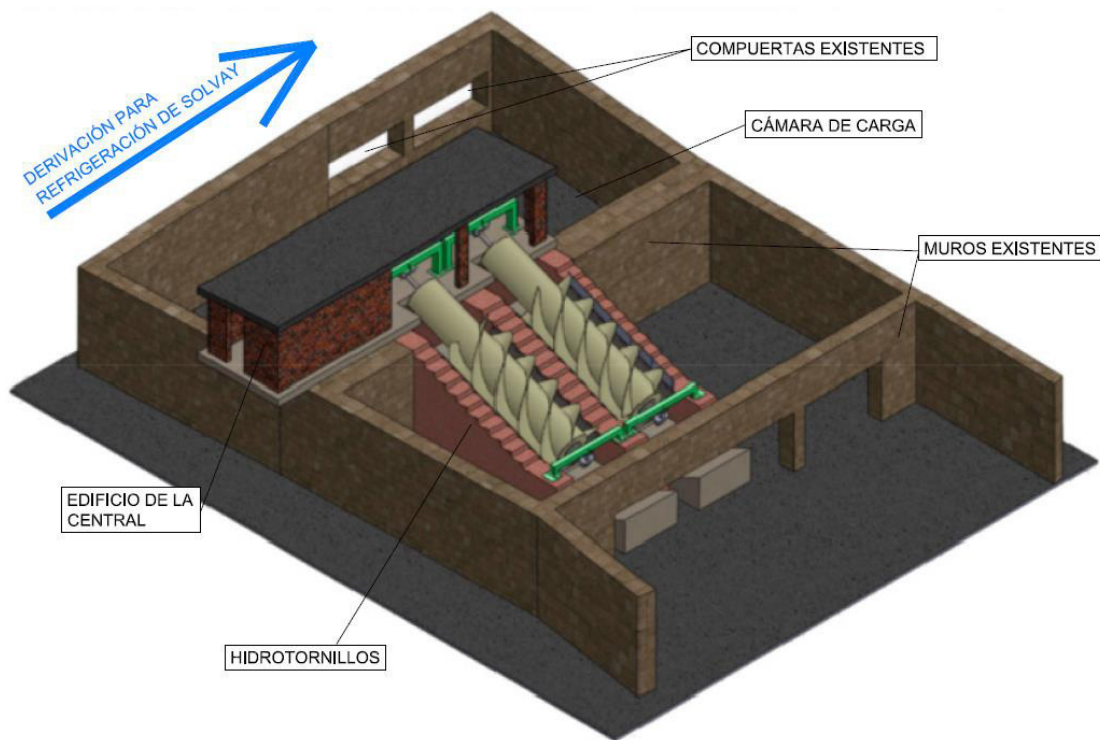
El Hidrotornillo de Sinfín Energy, patentado por ellos mismos, se basa en el milenario ingenio hidráulico del Tornillo de Arquímedes. Este mecanismo, en sus orígenes, se utilizaba en sentido contrario, para bombear agua de cotas inferiores a cotas superiores. Ahora, aplicándole una ingeniería inversa, se transforma en una turbina de micro-generación hidráulica. A través del relieve y la caída del agua, el Hidrotornillo es capaz de generar energía completamente limpia y constante, generando potencias de entre 50 y 200 kW. Un tornillo tipo se muestra a continuación:



14. Turbina tipo Hidrotornillo. Fuente: SinFín Energy⁽²⁰⁾

Uno de los objetivos de SinFín Energy es la producción de energías renovables, limpias y en micro-escala, sin perder de vista construirlas de una manera respetuosa para nuestro ecosistema. Su ingeniería y tecnología facilitan que la dinámica del flujo no cambie ni de desperdicie el agua disponible, ya que los flujos aguas arriba y aguas abajo del punto de instalación del tornillo permanecen intactos. Así, el Hidrotornillo gira a velocidades lentas, alrededor de unas 30 vueltas por minuto. Cuando los peces entran a través de la parte superior de la máquina, simplemente bajan el tornillo en bañeras grandes y nadan en su parte inferior, sin verse alterados o dañados.

Por ello, aunque no serán muchos los ejemplares que lleguen a alcanzar la localización del tornillo, debido a que la mayoría no serán derivados en el azud de derivación para refrigeración se Solvay, esta solución garantiza la vida de los pocos que lo hagan. En el río Saja conviven más de 20 especies diferentes de peces, anfibios y reptiles, como pueden ser la anguila, el piscardio, la trucha, la salamandra, tritones, sapos, culebras, etc. Así, debido a su característica Fish-Friendly, además del resto de ventajas con las que cuenta esta turbina, parece la solución idónea para este central.



15. Esquema central hidroeléctrica de Solvay. Fuente: SinFín Energy⁽²⁰⁾

Para instalarla, lo primero que hubo que hacer fue derribar parte de las instalaciones del molino, que estaban ya en ruinas. Sin embargo, se pudieron aprovechar las compuertas y los muros con los que contaba. Así, aprovechando un salto de 2 metros, y turbinando un caudal de 5 m³/s en total, se conseguirá la siguiente potencia teórica:

$$P = h * Q * e * 9,81 = 2 * 5 * e * 9,81 = 98,1 * e \text{ kW}$$

Más adelante se verá cuál será el rendimiento de nuestra central, para poder calcular así los beneficios generados.

5.1 PARÁMETROS DE LA CENTRAL DE SOLVAY

Como ya se ha mencionado anteriormente, los parámetros determinantes en la instalación de una central son la altura de salto, el caudal de equipamiento y la potencia instalada. Con ellos, y con otros datos como la orografía del terreno, que influirá en el coste de la obra civil en cuanto a la facilidad para llegar hasta el lugar con todos los materiales necesarios, se podrán calcular los costes de implantación de la central, tanto su inversión inicial como su mantenimiento posterior.

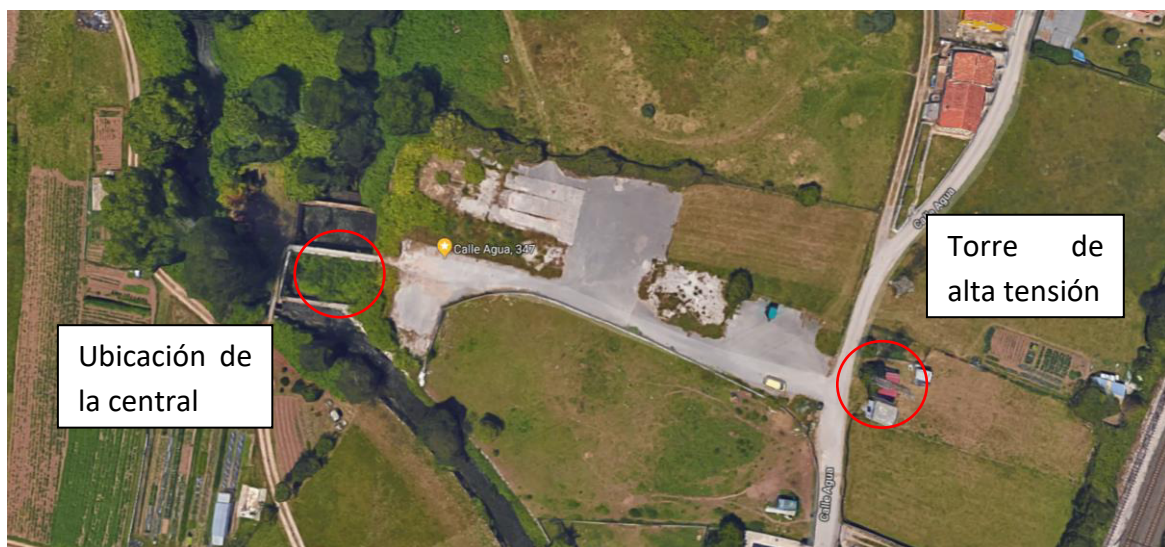
Como se ha explicado explicado previamente, esta central se puede clasificar como mini-central, ya que generará menos de 10 MW, de agua fluyente y de muy baja presión, en

la que se sustituirá la turbina SemiKaplan considerada previamente otras nuevas tecnologías, un Hidrotornillo de Arquímedes.

Los parámetros fundamentales en esta central son:

- Altura de salto : 2 metros.
- Caudal de equipamiento : 5 m³/s (por ley, no se puede turbinar más).
- Potencia teórica : 98,1 kW en total.
- Orografía : al lugar se puede acceder por carretera, y está a tan solo 3 kms del centro de la ciudad de Torrelavega, por lo que la orografía puede considerarse muy favorable.

Esta central también tiene otras peculiaridades, al aprovechar algunas infraestructuras que ya estaban construidas con anterioridad. Así, en esta central no habrá una tubería forzada, ya que es una central de agua fluyente. Tampoco hay que construir un azud, ya que el azud de derivación para la refrigeración de Solvay ya estaba construido con anterioridad y es mantenido por la fábrica de Solvay. Además, no es necesario un canal de derivación ya que la cámara de carga se encuentra inmediatamente después de las compuertas de derivación, y además, esta ya estaba construida entre los muros del antiguo molino. Por último, a escasos metros de la central existe una torre de alta tensión a la que es posible conectarse para la distribución de la energía obtenida, por lo que la línea eléctrica que habrá que instalar tendrá tan solo 120 metros. Además, en este caso, al ser una distancia tan reducida, la energía se transportará en baja tensión, a unos 330 kV.

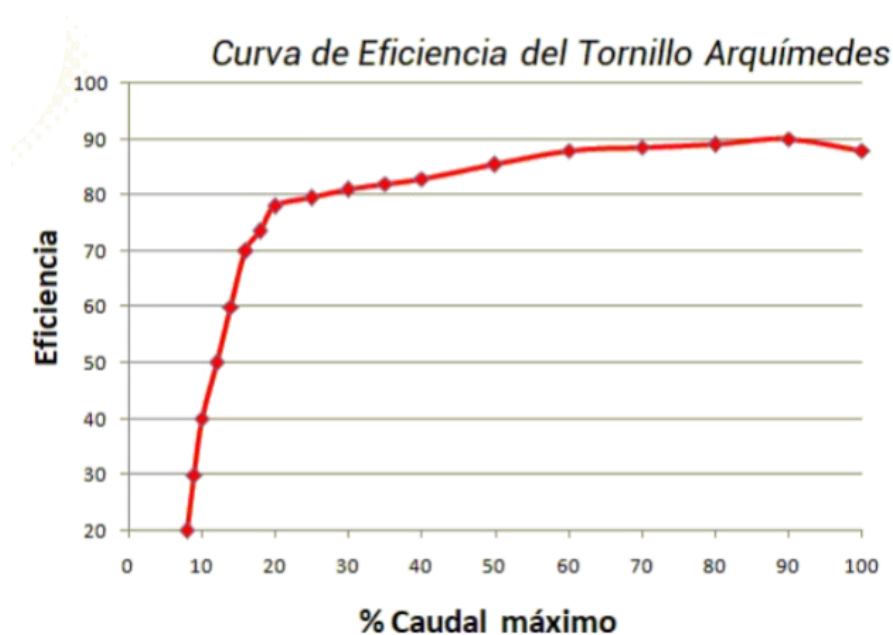


16. Ubicación línea eléctrica. Elaboración propia

Además, como ya se ha comentado previamente, no se utilizará una turbina estándar, sino esta nueva tecnología desarrollada por la empresa Sinfín Energy que se basa en el tornillo de Arquímedes invertido, y que posee un gran rendimiento para caudales pequeños. Este, alcanza resultados nominales por encima del 70% con un caudal mínimo, debido a su característica forma lineal, resultado un diseño compacto y completamente adaptable a cauces de río o derivaciones, y permitiendo un rendimiento óptimo en una amplia gama de caudales aún con bajos saltos de agua.

La configuración idónea para esta turbina está en los saltos inferiores a 5 metros, permitiendo cubrir un espectro de generación donde otros desarrollos hidráulicos no resultan eficientes.

Fijándonos en la gráfica siguiente, y considerando que en este caso se va a contar durante todas las horas del año con los 5m³/s de concesión, debido a los datos de caudales mínimos y ecológicos explicados anteriormente, se puede estimar que el rendimiento de nuestras turbinas será de aproximadamente el 88%.



17. Curva de eficiencia de Tornillo Arquímedes. Fuente: SinFín Energy⁽²⁰⁾

Además, es necesario conocer también el rendimiento del generador, para obtener así la potencia nominal real. Después de haber realizado varias pruebas para determinar cuál era realmente la energía producida por un generador, se ha podido concluir que el rendimiento de los generadores que se utilizarán para esta central es de 81%.

Así, el rendimiento total del conjunto será:

$$e = 0,81 * 0,88 = 0,713$$

Finalmente, se puede saber que la potencia nominal generada por nuestra central será de:

$$Potencia\ nominal = 98,1 * 0,713 = 69,93\ kW$$

Por último, es necesario conocer las horas anuales de funcionamiento de la central. Como se ha dicho dicho, en este caso se contará con el caudal de concesión durante todas las horas del año, por lo que se puede considerar que la central estará en funcionamiento continuo. Sin embargo, de cara a tener en cuenta todos los posibles problemas que puedan ocurrir, se considerará un tiempo de paradas del 5%, debido a posibles averías, mantenimiento, etc. Así, las horas anuales de funcionamiento de la central serán de:

$$t = 24 * 365 * 0,95 = 8.322\ horas.$$

Con estos datos, ya se puede comenzar a definir la inversión inicial de nuestra central.

6 ANÁLISIS DE COSTES Y BENEFICIOS

Una vez se conocen todos los datos relativos a la central de estudio, se puede pasar a hallar los costes tanto de inversión inicial como de mantenimiento, así como los beneficios que se van a obtener a lo largo del horizonte temporal. Este será de 15 años, siguiendo las recomendaciones de la Unión Europea⁽⁵⁾.

6.1 INVERSIÓN INICIAL

Como ya se ha mencionado, en esta central no es necesario construir un azud, ni una toma, ni un canal de derivación, ni una cámara de carga, ni una tubería forzada, con lo que la inversión inicial de nuestra central se reduce mucho. Los costes de esta central se pueden asimilar a los de rehabilitación de una central, ya que, aunque en este caso no es la rehabilitación de una central propiamente dicha, sí que lo es de un antiguo molino, con lo que muchas de las infraestructuras se pueden aprovechar. Así, nuestra inversión inicial será la siguiente:

- Obra civil: con un caudal de 5 m³/s y una altura de salto de 2 metros:

$$y = -0,0059 * 5^4 + 1,3343 * 5^3 - 109,11 * 5^2 + 4403,1 * 5 + 39367 \\ = 59.087,85 \text{ €}$$

- Turbinas: en este caso, serán unas turbinas propias de la empresa ejecutora y promotora de la central, Sinfín Energy. Para la fabricación, instalación y mantenimiento de los sistemas, Sinfín Energy se encuentra asociada y se apoya en la empresa MILSA, con una larga trayectoria y experiencia en el sector hidráulico. Para las características de esta central, se instalarán dos turbinas tipo Hidrotornillo, cada una de las cuales turbinará un caudal de 2,5 m³/s mediante un salto de 2 metros, y generando una potencia de 35 kW, 70 kW entre las dos. El presupuesto de esas dos turbinas, será de aproximadamente 60.000 euros.

$$y = 30.000 \frac{\text{€}}{\text{turbina}} * 2 \text{ turbinas} = 60.000 \text{ €}$$

- Equipo eléctrico general: en este concepto se agrupan el generador, el transformador, y toda la instalación eléctrica, y será:

$$y = 6000 * 69,93^{0,5} = 50.172,95 \text{ €}$$

- Línea eléctrica: al ser una distancia bastante corta, la electricidad se transportará en baja tensión hasta la torre de alta tensión cercana al emplazamiento de la central. Además, se llevará a cabo en un terreno perfectamente plano, al que se

le puede asignar el valor de 0. Así, mediante la fórmula mencionada anteriormente, se obtiene el siguiente valor:

$$y = 0,5 * (989,5 * 0 + 2884,4) = 1442,2 \text{ €}$$

- Costes burocráticos y dirección de obra: para este coste es complicado hallar una generalización, ya que todo dependerá del país e incluso la comunidad autónoma donde se vaya a realizar la obra, y de la concesión que se esté intentando obtener. Sin embargo, como aproximación, se puede considerar un 5% de la inversión inicial. Así es como este dato será introducido en nuestra modelización, y en este caso se obtiene un coste de 8.535,15 €.

Finalmente, el resultado de toda la inversión inicial será de:

$$\begin{aligned} \text{Inversión inicial} &= 59.087,85 + 60.000 + 50.172,95 + 1.442,2 + 8.535,15 \\ &= 179.238,15 \text{ €} \end{aligned}$$

La empresa Sinfín Energy contaba con este dinero en el momento de hacer la inversión, por lo que no necesitaron pedir financiación externa. Así, nuestro análisis será económico y no financiero, y el valor de la tasa de descuento, basándonos en todas las pautas marcadas, se considerará que es un 7,5%.

6.2 COSTES DE MANTENIMIENTO

Los costes de mantenimiento variarán de un año a otro, debido que algunos años quizás haya que llevar a cabo grandes reparaciones debido a deterioro por causas climáticas, etc, que otros años pueden no ocurrir. Sin embargo, de cara a poder realizar el ACB, se intentará hallar una media anual, de manera que el mantenimiento sea un flujo entrante cada uno de los años en los que se realiza el análisis.

Tras consultar varios proyectos de minicentrales, se puede considerar que el coste medio anual de mantenimiento es de 0,002 €/kWh. En esta cantidad se incluyen las posibles reparaciones que haya que llevar a cabo, los desplazamientos hasta la central al menos una vez al mes para realizar revisiones, y el sueldo de la persona encargada de realizar las revisiones y las reparaciones. Por ello, además de para conocer el beneficio anual que generará nuestra central, se necesita conocer la energía generada a lo largo de un año para calcular su mantenimiento.

Como ya se ha dicho, se considerará que la central estará en funcionamiento unas 8.322 horas anuales.

Así, la energía total generada será:

$$E = P_{nominal} * horas = 69,93 * 8.322 = 581.921,51 kWh$$

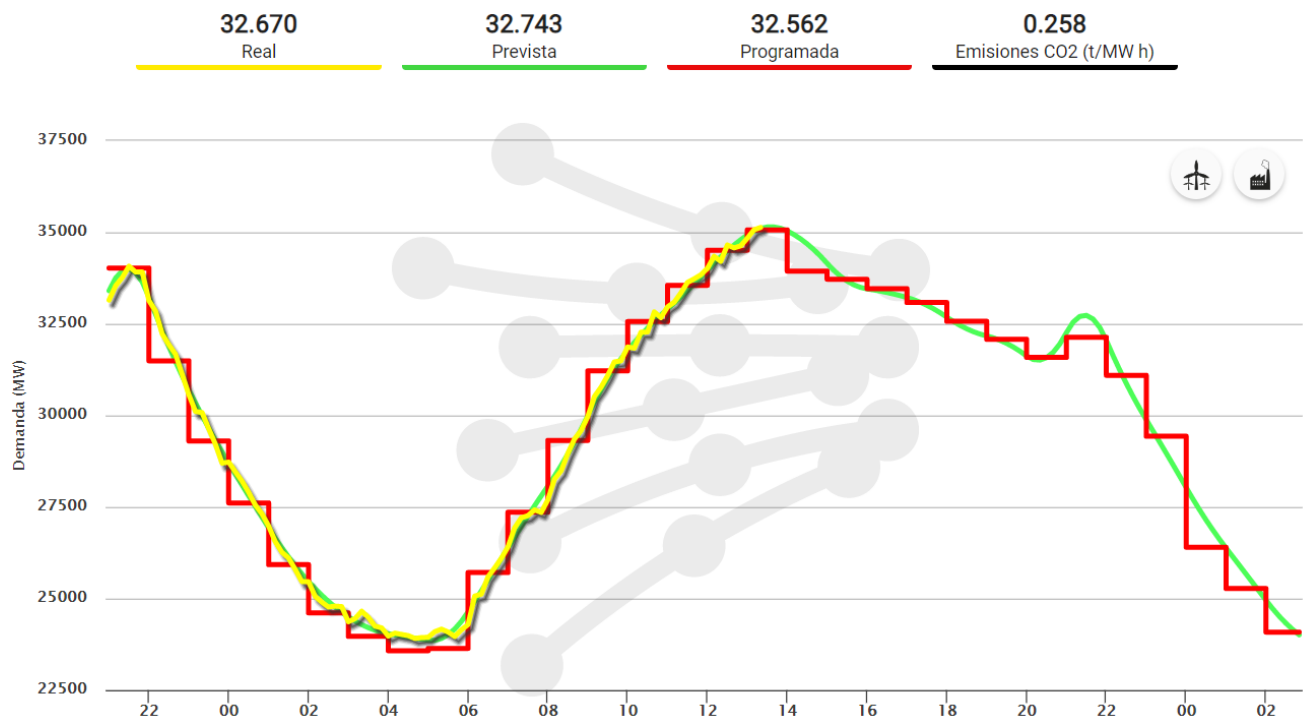
Finalmente, el coste anual de mantenimiento será:

$$Coste\ mantenimiento = 581.921,51 * 0,002 = 1.163,84 \frac{€}{año}.$$

6.3 BENEFICIOS ANUALES

Para estimar estos beneficios, será necesario conocer el precio de la energía en cada franja de consumo diaria.

A continuación se muestra una gráfica en la que se representan las variaciones de demanda a lo largo de un día tipo, extraída de la Red Eléctrica Española.



18. Variación de la demanda energética en España. Fuente: Red Eléctrica Española⁽²¹⁾

Además, en función de la época del año, las necesidades varían. Por ejemplo, en zonas frías, el invierno se utilizará más energía en poner la calefacción, mientras que en zonas calientes, en verano se utilizará más energía para el aire acondicionado.

En Cantabria, que es donde estará instalada la central de estudio, los veranos no son demasiado calurosos, por lo que muy poco porcentaje de hogares cuentan con aire

acondicionado. En los edificios grandes y públicos sí que suele haber, pero el porcentaje de este gasto es muy pequeño en comparación con el total. Es por ello, que la energía se subasta a diario en función de la demanda y las necesidades del mercado, y es por ello por lo que realizar un análisis económico para un plazo largo es tan difícil, ya que no se puede conocer el precio que tendrá la energía en el futuro. Sin embargo, para realizar este análisis, se usará un precio medio de la energía para los años 2017-2018. Debido a que lo que se está realizando es un análisis dinámico, si este precio de la energía cambiase mucho, siempre se puede ir ajustando nuestro análisis cada año, y ver si las conclusiones iniciales siguen siendo ciertas o no.

En estos momentos, el precio medio al que se puede vender la energía producida es de 0,035 €/kWh.

Así, los beneficios medios anuales, basados en el precio medio de la energía a día de hoy, serán:

$$\text{Beneficios anuales} = 581.921,51 * 0,035 = 20.367,25 \text{ €}$$

6.4 CÁLCULO DEL INDICADOR

En este apartado se definirá el VAN y si este es positivo, se calculará además el ratio beneficio/coste, para conocer cuántos euros se ganan por cada euro invertido, todo en dinero actual.

Para empezar, para calcular el VAN se han aplicado los flujos anteriores (inversión inicial, y mantenimiento y beneficio anuales) a cada uno de los años en los que tiene lugar dentro de los 15 años de horizonte temporal. Estos flujos se convertirán en dinero actual en base a la siguiente ecuación:

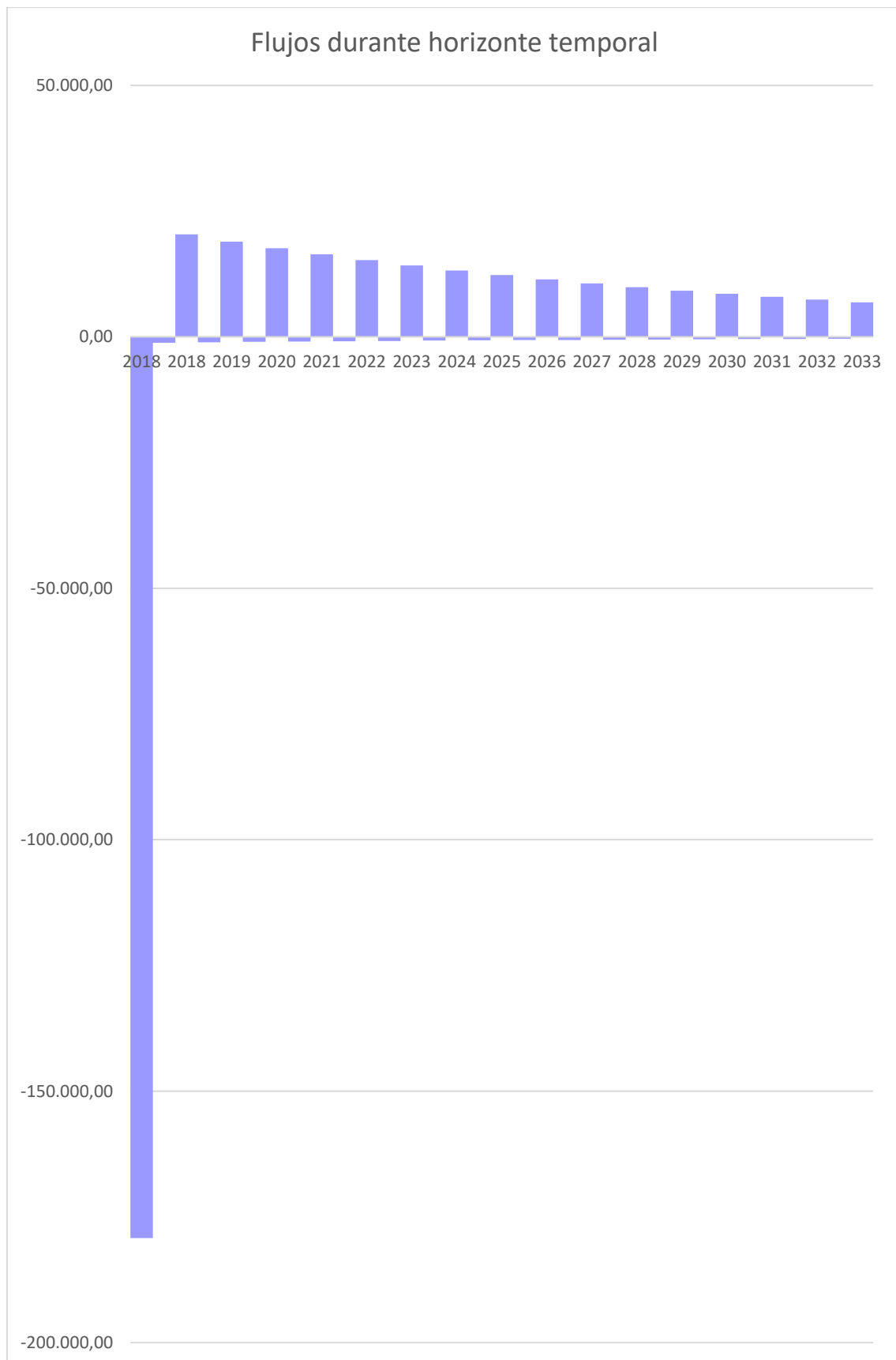
$$\text{€}_{2018} = \frac{\text{€}_i}{(1 + r)^i}$$

Así, se obtienen los valores mostrados a continuación:

Año	Concepto	Beneficio neto	Beneficio descontado (año 2018)
2018	Inversión inicial	-179.238,15	-179.238,15
2018	Mantenimiento	-1.163,84	-1.163,84
2018	Ingresos	20.367,25	20.367,25
2019	Mantenimiento	-1.163,84	-1.082,64

2019	Beneficio	20.367,25	18.946,28
2020	Mantenimiento	-1.163,84	-1.007,11
2020	Beneficio	20.367,25	17.624,45
2021	Mantenimiento	-1.163,84	-936,85
2021	Beneficio	20.367,25	16.394,84
2022	Mantenimiento	-1.163,84	-871,49
2022	Beneficio	20.367,25	15.251,01
2023	Mantenimiento	-1.163,84	-810,68
2023	Beneficio	20.367,25	14.186,99
2024	Mantenimiento	-1.163,84	-754,13
2024	Beneficio	20.367,25	13.197,20
2025	Mantenimiento	-1.163,84	-701,51
2025	Beneficio	20.367,25	12.276,46
2026	Mantenimiento	-1.163,84	-652,57
2026	Beneficio	20.367,25	11.419,96
2027	Mantenimiento	-1.163,84	-607,04
2027	Beneficio	20.367,25	10.623,22
2028	Mantenimiento	-1.163,84	-564,69
2028	Beneficio	20.367,25	9.882,07
2029	Mantenimiento	-1.163,84	-525,29
2029	Beneficio	20.367,25	9.192,62
2030	Mantenimiento	-1.163,84	-488,64
2030	Beneficio	20.367,25	8.551,28
2031	Mantenimiento	-1.163,84	-454,55
2031	Beneficio	20.367,25	7.954,67
2032	Mantenimiento	-1.163,84	-422,84
2032	Beneficio	20.367,25	7.399,70
2033	Mantenimiento	-1.163,84	-393,34
2033	Beneficio	20.367,25	6.883,44

También se muestran estos flujos colocados en una escala temporal:



19. Flujos en escala temporal. Elaboración propia

Finalmente, el valor obtenido al sumar todos estos flujos será:

$$VAN = \sum_{i=1}^n F_i = 9.476,06 \text{ €}$$

Como se ve, es positivo. Esto quiere decir que el proyecto es rentable, e incluso nos genera ganancias.

Así mismo, se puede calcular el ratio beneficio/costes, sumando de la tabla anterior todos los beneficios por un lado, y todos los costes por el otro. Esto se muestra a continuación.

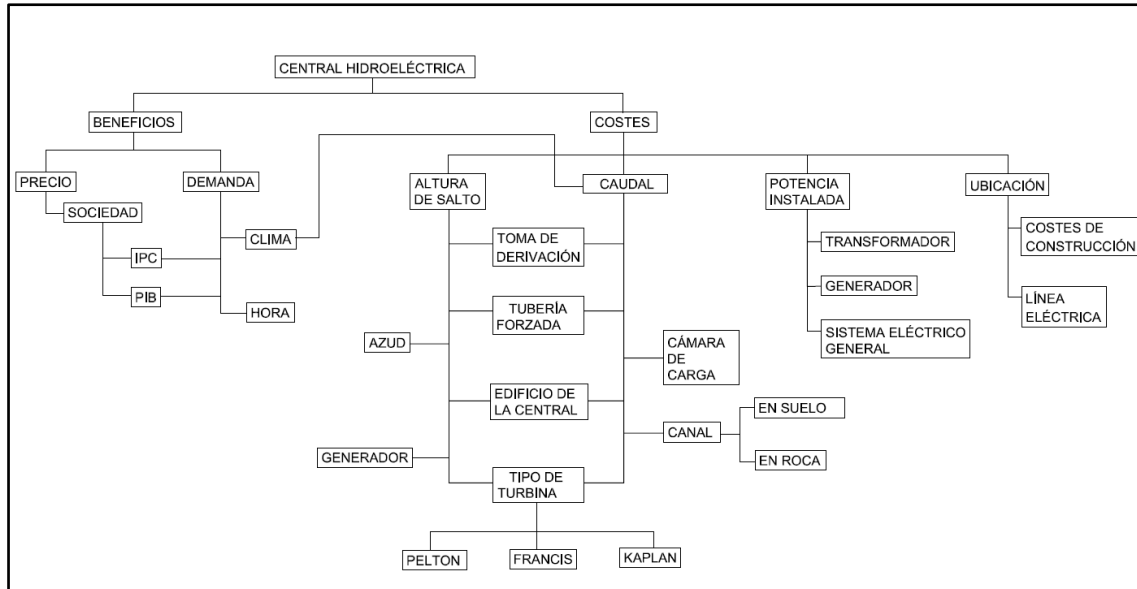
Año	Beneficios	Costes
2018		-179.238,15
2018	20.367,25	-1.163,84
2019	18.946,28	-1.082,64
2020	17.624,45	-1.007,11
2021	16.394,84	-936,85
2022	15.251,01	-871,49
2023	14.186,99	-810,68
2024	13.197,20	-754,13
2025	12.276,46	-701,51
2026	11.419,96	-652,57
2027	10.623,22	-607,04
2028	9.882,07	-564,69
2029	9.192,62	-525,29
2030	8.551,28	-488,64
2031	7.954,67	-454,55
2032	7.399,70	-422,84
2033	6.883,44	-393,34
TOTAL	200.151,43	-190.675,37

Así, el ratio es:

$$\frac{B}{C} = \frac{210.685,72}{192.539,85} = 1,05$$

Lo que quiere decir que, para cada euro invertido en dinero actual, se recuperan 1,05 €.

7 ANÁLISIS DE LAS VARIABLES QUE AFECTAN A UNA CENTRAL Y SUS RELACIONES



20. Relación entre costes y beneficios en una central hidroeléctrica. Elaboración propia

7.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

En este apartado se llevará a cabo un análisis de sensibilidad en el que se mostrará la afección que tiene la variación de cada una de las variables influyentes, en la rentabilidad de la central medida a través del VAN. Para ello, se desarrollará un modelado dinámico mediante una hoja de cálculo, que nos permita aumentar cada uno de los parámetros en un 1% y visualizar directamente el resultado final. Mediante este modelado, además de poder conocer la importancia de cada parte, también se podrá actualizar el VAN cada vez que algún parámetro varíe, como, por ejemplo, el precio al que se vende la energía hidráulica, o los costes de mantenimiento.

En este caso, nuestra central de estudio tiene algunos parámetros importantes desactivados, como la construcción del azud o de la cámara de carga, debido a que se trata de una rehabilitación y no de una nueva construcción. Por ello, primero se realizará un análisis de sensibilidad de una central tipo de nueva construcción, en la que todos los parámetros estén activados. Después, se aplicará a nuestra central de estudio, para este caso concreto.

7.1.1 Caso general

Para el caso general se comenzará con los valores que se muestran a continuación:

VAN inicial	953.491,67							
B/C inicial	2,1387							
	VAN (+)	RATIO (+)	VAN (-)	RATIO (-)	% variación VAN (+)	% variación ratio (+)	% variación VAN (-)	% variación ratio (-)
Altura de salto	964.999,13	2,14	937.441,78	2,12	1,21	0,23	-1,68	-0,78
Caudal	966.673,04	2,15	940.320,98	2,13	1,38	0,39	-1,38	-0,45
Eficiencia turbinas	969.545,73	2,16	937.441,78	2,12	1,68	0,76	-1,68	-0,78
Eficiencia generador	969.545,73	2,16	937.441,78	2,12	1,68	0,76	-1,68	-0,78
Altura azud	953.135,74	2,14	953.844,47	2,14	-0,04	-0,04	0,04	0,01
Longitud entre márgenes	953.190,04	2,14	953.793,30	2,14	-0,03	-0,08	0,03	0,01
Long. Tubería forzada	953.002,58	2,14	953.980,77	2,14	-0,05	-0,08	0,05	0,06
Canal en tierra o roca	826.183,39	1,86			-13,35	-13,22		
Longitud canal	952.591,38	2,14	954.391,96	2,14	-0,09	-0,13	0,09	0,11
Tensión transporte	953.491,67	2,14	953.491,67	2,14	0,00	-0,03	0,00	-0,03
Longitud línea eléctrica	953.410,13	2,14	953.573,21	2,14	-0,01	0,01	0,01	0,01
Terreno(5 o 10)	949.997,01	2,13	946.502,35	2,12	-0,37	-0,42	-0,73	-0,83
Turbinas	952.861,67	2,14	954.121,67	2,14	-0,07	-0,08	0,07	0,06
Costes burocráticos (%)	953.141,67	2,14	953.841,67	2,14	-0,04	-0,03	0,04	0,04
Coste mantenimiento	952.468,34	2,14	954.515,00	2,14	-0,11	-0,13	0,11	0,11
Horas totales anuales	950.511,97	2,14	956.471,37	2,14	-0,31	-0,17	0,31	0,15
Precio medio energía	971.399,96	2,16	935.583,39	2,12	1,88	1,00	-1,88	-1,01
Tasa de descuento	946.452,95	2,13	960.581,22	2,15	-0,74	-0,41	0,74	0,39

22. Hoja de cálculo de estudio de sensibilidad caso general. Elaboración propia

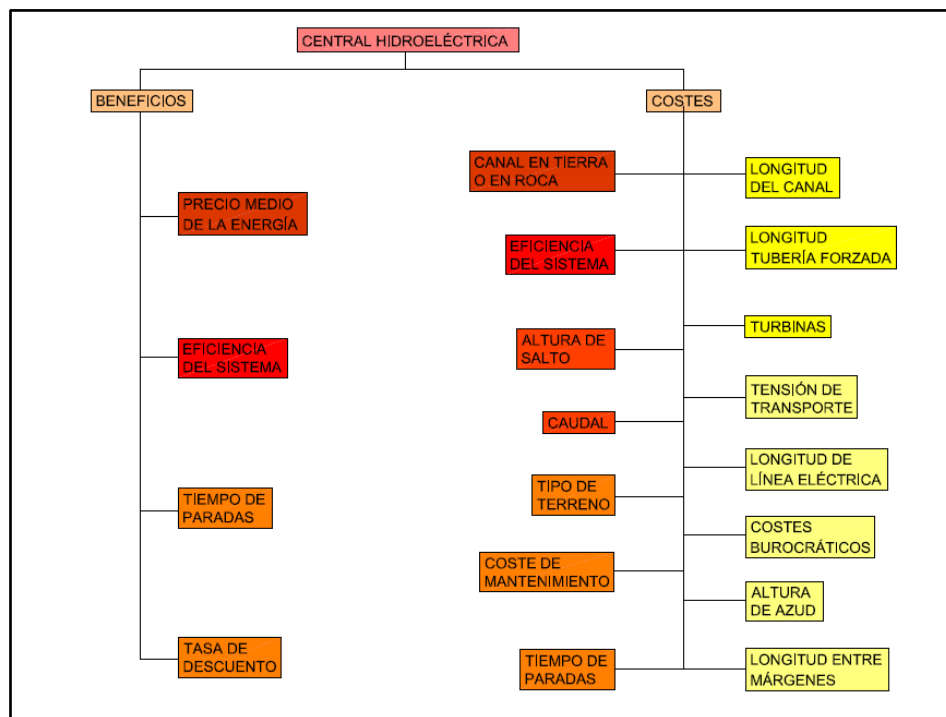
Como se observa, los impactos más importantes, de mayor a menor importancia, son:

Sensibilidad Caso General	
Canal en tierra o en roca	13,35%
Precio medio energía	1,88%
Eficiencias	1,68%
Caudal	1,38%
Altura de salto	1,21%

Y el resto de los impactos, que ya no se consideran tan importantes debido a que la variación que producen en el VAN es muy pequeña, son, de mayor a menor importancia también:

Tasa de descuento	0,74%
Tipo de terreno	0,37%
Horas anuales totales	0,31%
Coste de mantenimiento	0,11%
Longitud del canal	0,09%
Turbinas	0,07%
Longitud de tubería forzada	0,05%
Altura de azud	0,04%
Longitud entre márgenes	0,03%
Longitud línea eléctrica	0,01%
Tensión de transporte	0

Sin embargo, se debe tener en cuenta que estos datos están sesgados, ya que, por ejemplo, al variar un 1% la tensión de transporte, se seguirá utilizando la misma fórmula para calcular el coste de la línea eléctrica, con lo que éste no varía nada. En la realidad esto no sería así, pero esta aproximación que se está utilizando hace que estos datos sean ligeramente incoherentes en algunas ocasiones. Sin embargo, sí que es verdad que la variación real tampoco será muy significativa, por lo que se puede considerar que la lista de importancia de impactos es suficientemente representativa. A continuación, se muestra una representación gráfica de la misma.



23. Mapa de influencias de impactos en VAN final, caso general. Elaboración propia

De esta figura se deduce que es muy difícil trabajar en la mejora de la rentabilidad de una central, ya que los parámetros más influyentes dependen de las condiciones del emplazamiento y de la variación del mercado de la energía. Sin embargo, algo en lo que sí se puede trabajar de cara a reducir los costes es en mejorar la eficiencia del sistema general y en reducir al máximo el tiempo en que la central está parada durante el año, ya sea para tareas de mantenimiento, reparación, o con motivo de la falta de agua que turbinas, aunque éste no es nuestro caso.

Se puede observar que sí existen datos en los apartados de azud, tubería forzada y canal, pero estos no influyen en el coste debido a que están desactivados en la casilla de estructura de costes.

En este caso, el VAN y el ratio B/C son menores que en el caso general de ejemplo, pero aún así son positivos para el horizonte temporal considerado, de 15 años. Ahora se variará cada dato influyente un 1% y se observará qué variación se produce en los indicadores.

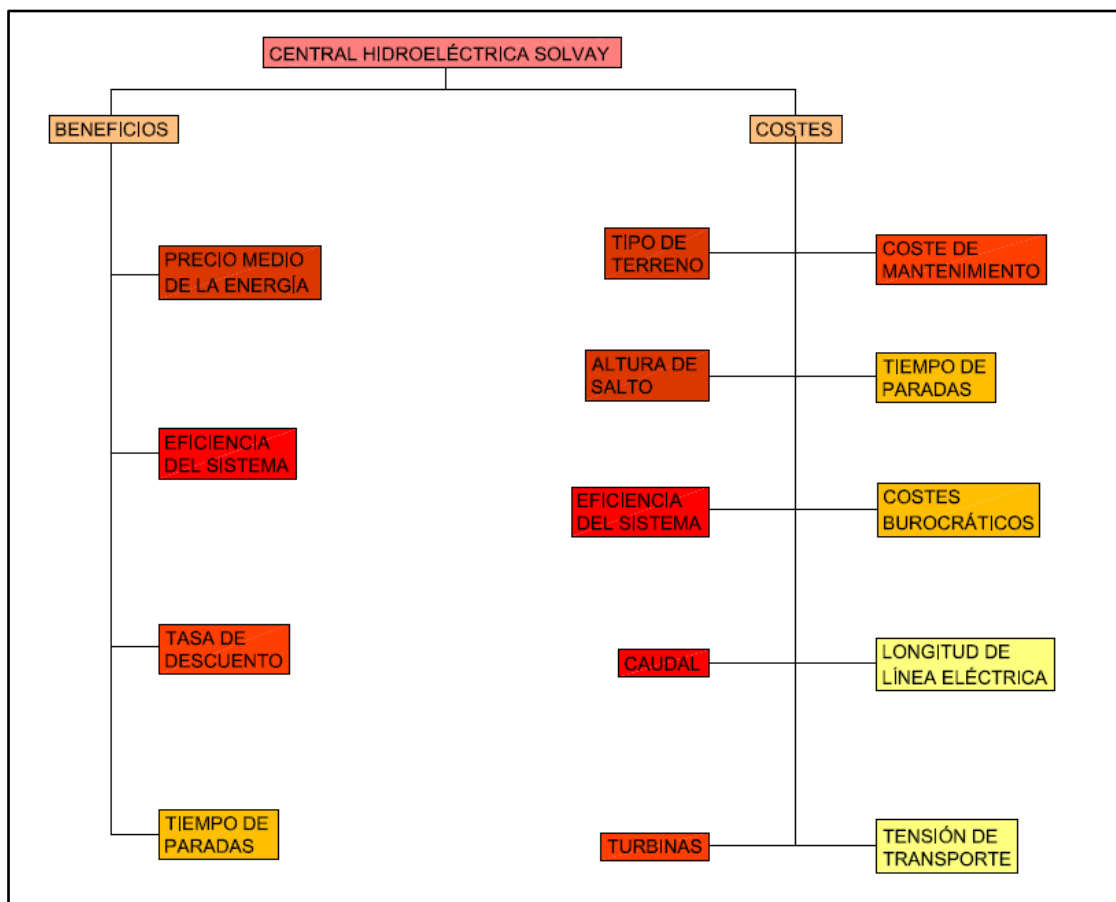
VAN inicial	9.476,06							
B/C inicial	1,05							
	VAN (+)	RATIO (+)	VAN (-)	RATIO (-)	% variación VAN (+)	% variación ratio (+)	% variación VAN (-)	% variación ratio (-)
Altura de salto	11.100,45	1,06	7.966,22	1,04	17,14	0,95	-15,93	-0,95
Caudal	10.921,71	1,06	8.032,21	1,04	15,26	0,95	-15,24	-0,95
Eficiencia turbinas	11.100,45	1,06	7.852,99	1,04	17,14	0,95	-17,13	-0,95
Eficiencia generador	11.100,45	1,06	7.852,99	1,04	17,14	0,95	-17,13	-0,95
Altura azud	9.476,06	1,05	9.476,06	1,05	0,00	0,00	0,00	0,00
Longitud entre márgenes	9.476,06	1,05	9.476,06	1,05	0,00	0,00	0,00	0,00
Long. Tubería forzada	9.476,06	1,05	9.476,06	1,05	0,00	0,00	0,00	0,00
Canal en tierra o roca	9.476,06	1,05	9.476,06	1,05	0,00	0,00	0,00	0,00
Longitud canal	9.476,06	1,05	9.476,06	1,05	0,00	0,00	0,00	0,00
Tensión transporte	9.476,06	1,05	9.476,06	1,05	0,00	0,00	0,00	0,00
Longitud línea eléctrica	9.460,92	1,05	9.491,21	1,05	-0,16	0,00	0,16	0,00
Terreno(5)	6.878,62	1,04			-27,41	-0,95		
Turbinas	8.846,06	1,05	10.106,06	1,05	-6,65	0,00	6,65	0,00
Costes burocráticos (%)	9.390,71	1,05	9.561,41	1,05	-0,90	0,00	0,90	0,00
Coste mantenimiento	9.361,69	1,05	9.590,43	1,05	-1,21	0,00	1,21	0,00
Horas totales anuales (% d	9.376,74	1,05	9.575,39	1,05	-1,05	0,00	1,05	0,00
Precio medio energía	11.477,58	1,06	7.474,55	1,04	21,12	0,95	-21,12	-0,95
Tasa de descuento	8.689,38	1,05	10.268,42	1,05	-8,30	0,00	8,36	0,00

25. Hoja de cálculo parámetros caso Solvay. Elaboración propia

Como se observa en la imagen anterior, y como es lógico, la variación de los parámetros desactivados no tiene ninguna influencia en el resultado final. Sin embargo, el resto de los parámetros tiene una influencia mucho mayor que en el caso general. Su importancia es, de mayor a menor, la siguiente:

Sensibilidad Caso Solvay	
Tipo de terreno	27,41%
Precio energía	21,12%
Altura salto	17,14%
Eficiencias	17,14%
Caudal	15,26%
Tasa de descuento	8,30%
Turbinas	6,65%
Coste de mantenimiento	1,21%
Horas totales anuales	1,05%
Costes burocráticos	0,90%
Longitud de la línea eléctrica	0,16%
Tensión de transporte	0,00%

Estos resultados son muy diferentes al caso general, y se representan gráficamente en la siguiente imagen:



26. Mapa de influencias de impactos en VAN, caso Solvay. Elaboración propia

En este caso se ve que la única manera de trabajar a favor de mejorar la rentabilidad de la central sería mejorar la eficiencia del sistema y el coste de las turbinas, ya que el resto de impactos importantes dependen de la sociedad y el mercado de la energía.

Basándonos en la importancia que tienen, tanto en el caso general como en el caso aplicado a la central de Solvay, los parámetros dependientes del mercado, se ha decidido realizar un estudio de posibles escenarios, en los que se modificarán algunos datos que se han considerado fijos para este estudio.

7.2 ANÁLISIS DE ESCENARIOS

En este apartado, se estudiarán una serie de escenarios en los que las características socioeconómicas sean diferentes que en el caso base. Para ello, se utilizará el caso de la central de Solvay, de cara a que la empresa promotora del proyecto pueda conocer las diferentes posibilidades que podrían ocurrir en los próximos años, y mediante las cuales la rentabilidad de la central podría variar.

7.2.1 Escenario base

Como ya se ha comentado, con los datos reales en cuanto a la localización de la central, y actuales en cuanto a la situación socioeconómica y las políticas energéticas actuales, el VAN de nuestra central bajo un horizonte temporal de 15 años y con una tasa de descuento del 7,5% es el siguiente.

$$VAN = 9.476,06 \text{ €}$$

7.2.2 Escenario aleatorio

Para realizar este estudio, se ha considerado un precio de venta de la energía y un coste de mantenimiento fijos anualmente. Sin embargo, se sabe que esto no es así, sino que ambos pueden variar de un año para otro. Por ello, en este apartado, se considerará un precio de venta aleatorio entre 0,03 y 0,04, y un coste de mantenimiento aleatorio entre 0,0015 y 0,0025. Cada vez que se ejecuta este modelo, los datos aleatorios varían, y el VAN cambia. A continuación, se muestran los resultados obtenidos en una de todas estas ejecuciones, teniendo en cuenta que la inversión inicial sí que sigue siendo la misma.

Año	Concepto	Precio de venta de energía	Coste de mantenimiento	Beneficio neto	Beneficio descontado (año 2018)
2018	Inversión inicial			-179.238,15	-179.238,15

2018	Mantenimiento		0,00193	-1.123,11	-1.123,11
2018	Ingresos	0,03860		22.462,17	22.462,17
2019	Mantenimiento		0,00182	-1.059,10	-985,21
2019	Beneficio	0,03440		20.018,10	18.621,49
2020	Mantenimiento		0,00232	-1.350,06	-1.168,25
2020	Beneficio	0,03320		19.319,79	16.718,05
2021	Mantenimiento		0,00204	-1.187,12	-955,58
2021	Beneficio	0,03190		18.563,30	14.942,72
2022	Mantenimiento		0,00188	-1.094,01	-819,20
2022	Beneficio	0,03520		20.483,64	15.338,16
2023	Mantenimiento		0,00188	-1.094,01	-762,04
2023	Beneficio	0,03210		18.679,68	13.011,49
2024	Mantenimiento		0,00248	-1.443,17	-935,12
2024	Beneficio	0,03520		20.483,64	13.272,61
2025	Mantenimiento		0,00219	-1.274,41	-768,16
2025	Beneficio	0,03520		20.483,64	12.346,61
2026	Mantenimiento		0,00184	-1.070,74	-600,36
2026	Beneficio	0,03900		22.694,94	12.725,10
2027	Mantenimiento		0,00183	-1.064,92	-555,44
2027	Beneficio	0,03510		20.425,44	10.653,57
2028	Mantenimiento		0,00201	-1.169,66	-567,51
2028	Beneficio	0,03700		21.531,10	10.446,76
2029	Mantenimiento		0,0019	-1.105,65	-499,03
2029	Beneficio	0,03200		18.621,49	8.404,68
2030	Mantenimiento		0,00221	-1.286,05	-539,95
2030	Beneficio	0,03470		20.192,68	8.477,98
2031	Mantenimiento		0,00192	-1.117,29	-436,37
2031	Beneficio	0,03030		17.632,22	6.886,48
2032	Mantenimiento		0,0017	-989,27	-359,41
2032	Beneficio	0,03250		18.912,45	6.871,15
2033	Mantenimiento		0,00187	-1.088,19	-367,77
2033	Beneficio	0,03960		23.044,09	7.788,12

El resultado de este estudio es:

$$VAN = 8.286,47 \text{ €}$$

Como se ve, en este caso el resultado es más favorable. Sin embargo, en posteriores ejecuciones del modelo, los resultados son los siguientes:

$$VAN = 11.223,78 \text{ €}$$

$$VAN = 7.577,42 \text{ €}$$

$$VAN = 9.799,79 \text{ €}$$

$$VAN = 8.493,17 \text{ €}$$

$$VAN = 12.773,98 \text{ €}$$

$$VAN = 10.675,27 \text{ €}$$

$$VAN = 18.028,54 \text{ €}$$

$$VAN = 104,8\text{€}$$

$$VAN = -2.341,74 \text{ €}$$

$$VAN = 10.396,41\text{€}$$

Se observa que las variaciones son muy altas, llegando incluso a obtener un VAN negativo, aunque es muchas menos ocasiones que positivo. Ejecutando este modelo una cantidad elevada de veces, se podría obtener una tendencia en cuanto a la probabilidad de encontrarnos en cada uno de los niveles de rentabilidad.

7.2.3 Escenario pesimista

En este caso, se tendrá en cuenta la posible inflación que ocurrirá de un año a otro en el momento de traer los impactos a la fecha base, es decir, al año 2018. En el estudio previo se ha considerado que los costes de mantenimiento y los beneficios anuales no variaban, pero ahora se les aplicará un valor de inflación aproximado hallado tras analizar las inflaciones de los últimos cinco años. Así, se aplicará un valor de inflación aleatorio entre -0,8 y 2,2 %. Como hay más valores posibles de inflación positiva que negativa, este caso es más negativo que no considerar inflación alguna. Además, también se reducirá el precio de venta de la energía a 0,03 €/kWh, y se aumentará el coste de mantenimiento a 0,0025 €/kWh. A continuación, se muestran los resultados:

Año	Concepto	Inflación	Beneficio neto	Beneficio descontado (año 2018)
2018	Inversión inicial		-179.238,15	-179.238,15
2018	Mantenimiento		-1.454,80	-1.454,80
2018	Ingresos		17.457,65	17.457,65
2019	Mantenimiento	1,02	-1.469,64	-1.367,11
2019	Beneficio	1,02	17.635,71	16.405,31
2020	Mantenimiento	0,8	-1.481,40	-1.281,90

2020	Beneficio	0,8	17.776,80	15.382,84
2021	Mantenimiento	1,32	-1.500,95	-1.208,21
2021	Beneficio	1,32	18.011,45	14.498,51
2022	Mantenimiento	1,2	-1.518,97	-1.137,40
2022	Beneficio	1,2	18.227,59	13.648,83
2023	Mantenimiento	-0,51	-1.511,22	-1.052,65
2023	Beneficio	-0,51	18.134,63	12.631,83
2024	Mantenimiento	-0,07	-1.510,16	-978,53
2024	Beneficio	-0,07	18.121,94	11.742,32
2025	Mantenimiento	0,23	-1.513,63	-912,35
2025	Beneficio	0,23	18.163,62	10.948,21
2026	Mantenimiento	1,46	-1.535,73	-861,09
2026	Beneficio	1,46	18.428,80	10.333,07
2027	Mantenimiento	2,16	-1.568,91	-818,32
2027	Beneficio	2,16	18.826,87	9.819,78
2028	Mantenimiento	0,24	-1.572,67	-763,05
2028	Beneficio	0,24	18.872,05	9.156,60
2029	Mantenimiento	-0,23	-1.569,05	-708,18
2029	Beneficio	-0,23	18.828,65	8.498,18
2030	Mantenimiento	0,57	-1.578,00	-662,53
2030	Beneficio	0,57	18.935,97	7.950,34
2031	Mantenimiento	0,01	-1.578,16	-616,37
2031	Beneficio	0,01	18.937,86	7.396,41
2032	Mantenimiento	-0,28	-1.573,74	-571,76
2032	Beneficio	-0,28	18.884,84	6.861,12
2033	Mantenimiento	2	-1.605,21	-542,51
2033	Beneficio	2	19.262,53	6.510,08

Para estos datos, el VAN es:

$$VAN = -14.933,81 \text{ €}$$

Como era de esperar, para este escenario pesimista, los datos del VAN son peores que para el caso de estudio. Sin embargo, cabe mencionar que al ser la inflación un dato aleatorio, el VAN también variará ligeramente en sucesivas ejecuciones, pero siempre se mantendrá negativo.

En este caso, lo que se debe hacer es incrementar el horizonte temporal del estudio, de cara a llegar a un punto en el que el VAN vuelva a ser positivo. Hay que tener en cuenta que es necesario que, para que valga la pena invertir en este proyecto, el horizonte temporal en el que la inversión se devuelve, es decir, el payback, debe ser mayor a la duración de la concesión.

Debido a que, en cada ejecución, los valores de inflación varían entre los límites establecidos, es cierto que no se puede encontrar un horizonte temporal único para el que el VAN es positivo, pero tras varias ejecuciones, se puede concluir que añadiendo tres años más al estudio, el VAN es positivo la mayoría de las veces. Así, sería necesario considerar un horizonte temporal de 18 años.

Año	Concepto	Inflación	Beneficio neto	Beneficio descontado (año 2018)
2018	Inversión inicial		-179.238,15	-179.238,15
2018	Mantenimiento		-1.454,80	-1.454,80
2018	Ingresos		17.457,65	17.457,65
2019	Mantenimiento	-0,1	-1.453,35	-1.351,95
2019	Beneficio	-0,1	17.440,19	16.223,43
2020	Mantenimiento	0,96	-1.467,30	-1.269,70
2020	Beneficio	0,96	17.607,61	15.236,44
2021	Mantenimiento	-0,7	-1.457,03	-1.172,85
2021	Beneficio	-0,7	17.484,36	14.074,22
2022	Mantenimiento	1,88	-1.484,42	-1.111,54
2022	Beneficio	1,88	17.813,07	13.338,43
2023	Mantenimiento	1,85	-1.511,88	-1.053,12
2023	Beneficio	1,85	18.142,61	12.637,39
2024	Mantenimiento	1,42	-1.533,35	-993,55
2024	Beneficio	1,42	18.400,23	11.922,64
2025	Mantenimiento	2	-1.564,02	-942,72
2025	Beneficio	2	18.768,24	11.312,65
2026	Mantenimiento	1,58	-1.588,73	-890,81
2026	Beneficio	1,58	19.064,78	10.689,66
2027	Mantenimiento	0,28	-1.593,18	-830,98
2027	Beneficio	0,28	19.118,16	9.971,71
2028	Mantenimiento	0,95	-1.608,31	-780,34
2028	Beneficio	0,95	19.299,78	9.364,14
2029	Mantenimiento	0,56	-1.617,32	-729,97
2029	Beneficio	0,56	19.407,86	8.759,60
2030	Mantenimiento	0,43	-1.624,28	-681,96
2030	Beneficio	0,43	19.491,31	8.183,51
2031	Mantenimiento	1,53	-1.649,13	-644,09
2031	Beneficio	1,53	19.789,53	7.729,04
2032	Mantenimiento	1,21	-1.669,08	-606,40
2032	Beneficio	1,21	20.028,98	7.276,80
2033	Mantenimiento	0,15	-1.671,59	-564,94
2033	Beneficio	0,15	20.059,03	6.779,27
2034	Mantenimiento	0,67	-1.682,79	-529,05
2034	Beneficio	0,67	20.193,42	6.348,55

2035	Mantenimiento	1,75	-1.712,23	-500,75
2035	Beneficio	1,75	20.546,81	6.008,98
2036	Mantenimiento	-0,28	-1.707,44	-464,51
2036	Beneficio	-0,28	20.489,28	5.574,09

Siendo el VAN para este caso de:

$$VAN = 3.076,04 \text{ €}$$

7.2.4 Escenario optimista

Por último, se considerará un escenario en el que el precio de venta de la energía será mayor, de 0,04 €/kWh, que se puede relacionar con políticas de apoyo a las energías renovables, y que, además, el coste de mantenimiento anual será menor, de 0,001 €/kWh. Además, también se considerará la inflación para hacerlo más realista.

Los resultado obtenidos se muestran a continuación:

Año	Concepto	Inflación	Beneficio neto	Beneficio descontado (año 2018)
2018	Inversión inicial		-179.238,15	-179.238,15
2018	Mantenimiento		-581,92	-581,92
2018	Ingresos		23.276,86	23.276,86
2019	Mantenimiento	1,06	-588,09	-547,06
2019	Beneficio	1,06	23.523,60	21.882,41
2020	Mantenimiento	1,02	-594,09	-514,08
2020	Beneficio	1,02	23.763,54	20.563,36
2021	Mantenimiento	0,29	-595,81	-479,60
2021	Beneficio	0,29	23.832,45	19.184,18
2022	Mantenimiento	1,56	-605,11	-453,10
2022	Beneficio	1,56	24.204,24	18.124,14
2023	Mantenimiento	2,04	-617,45	-430,09
2023	Beneficio	2,04	24.698,00	17.203,61
2024	Mantenimiento	2,11	-630,48	-408,53
2024	Beneficio	2,11	25.219,13	16.341,03
2025	Mantenimiento	-0,58	-626,82	-377,82
2025	Beneficio	-0,58	25.072,86	15.112,79
2026	Mantenimiento	-0,53	-623,50	-349,60
2026	Beneficio	-0,53	24.939,97	13.983,90
2027	Mantenimiento	0,13	-624,31	-325,63
2027	Beneficio	0,13	24.972,40	13.025,19
2028	Mantenimiento	0,06	-624,68	-303,09

2028	Beneficio	0,06	24.987,38	12.123,72
2029	Mantenimiento	0,54	-628,06	-283,47
2029	Beneficio	0,54	25.122,31	11.338,78
2030	Mantenimiento	1,03	-634,53	-266,41
2030	Beneficio	1,03	25.381,07	10.656,35
2031	Mantenimiento	-0,8	-629,45	-245,84
2031	Beneficio	-0,8	25.178,02	9.833,58
2032	Mantenimiento	1,85	-641,10	-232,92
2032	Beneficio	1,85	25.643,82	9.316,74
2033	Mantenimiento	0,74	-645,84	-218,27
2033	Beneficio	0,74	25.833,58	8.730,87

Siendo el VAN:

$$VAN = 55.441,94 \text{ €}$$

Como se ve, en este caso los resultados son muy positivos, y la inversión se recuperaría en un tiempo mucho menor que el considerado para el estudio.

7.2.5 Comparación de escenarios

	Pesimista	Pesimista 18 años	Base	Aleatorio	Optimista
VAN	-16.244,12	4698.13	9.476,06	14.987,31	55.441,94

En resumen, en el escenario más pesimista, para un horizonte temporal de 15 años, el proyecto no sería rentable y sería necesario ampliar el horizonte temporal para que sí lo fuese. El resto de escenarios considerados son todos más rentables que el escenario base.

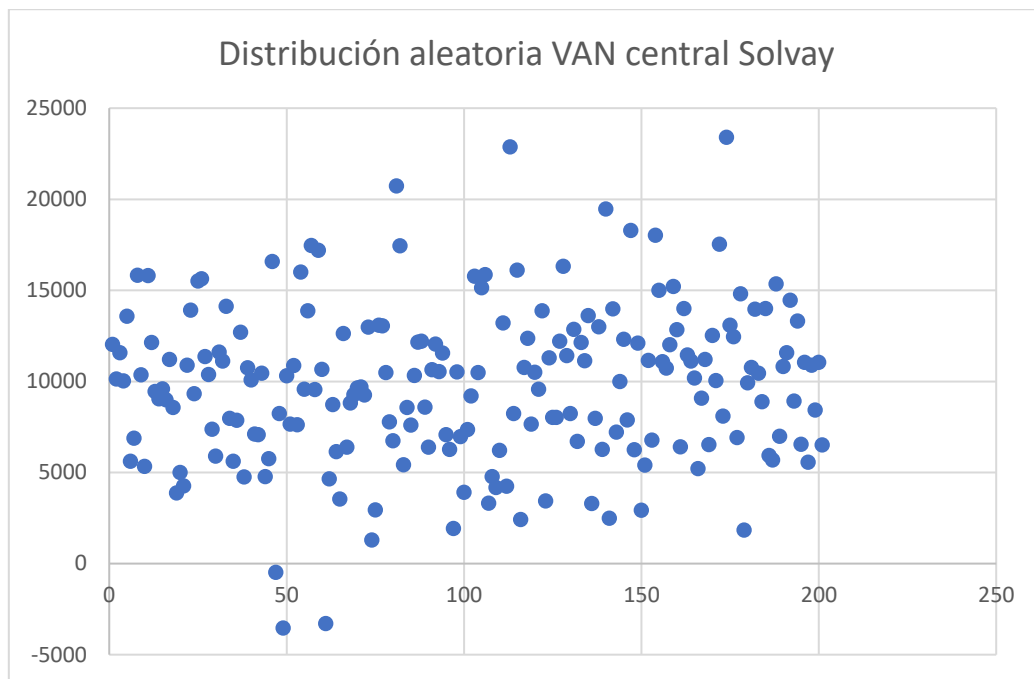
8 FUTUROS PASOS

Como se ha visto, debido a que los datos del precio de la energía varían con el tiempo, dada la situación social y económica, además de a las políticas energéticas del gobierno de cada país, un estudio de rentabilidad de una central hidroeléctrica tiene una gran incertidumbre.

Sería muy interesante poder conocer el nivel de riesgo al que nos enfrentamos cuando llevamos a cabo un proyecto de este tipo. Para ello, sería necesario conocer la tendencia económica nacional para poder estimar las inflaciones de los años futuros, así como el precio de venta de la energía y las políticas energéticas. Si se pudiesen estimar estos datos, se podrían conocer poner unos límites superiores e inferiores realistas a la inflación, el precio de la energía, el coste de mantenimiento, los costes de inversión inicial, etc, y con estos datos, hallar diferentes escenarios muy realistas. Así, sería posible conocer el nivel de riesgo real del proyecto.

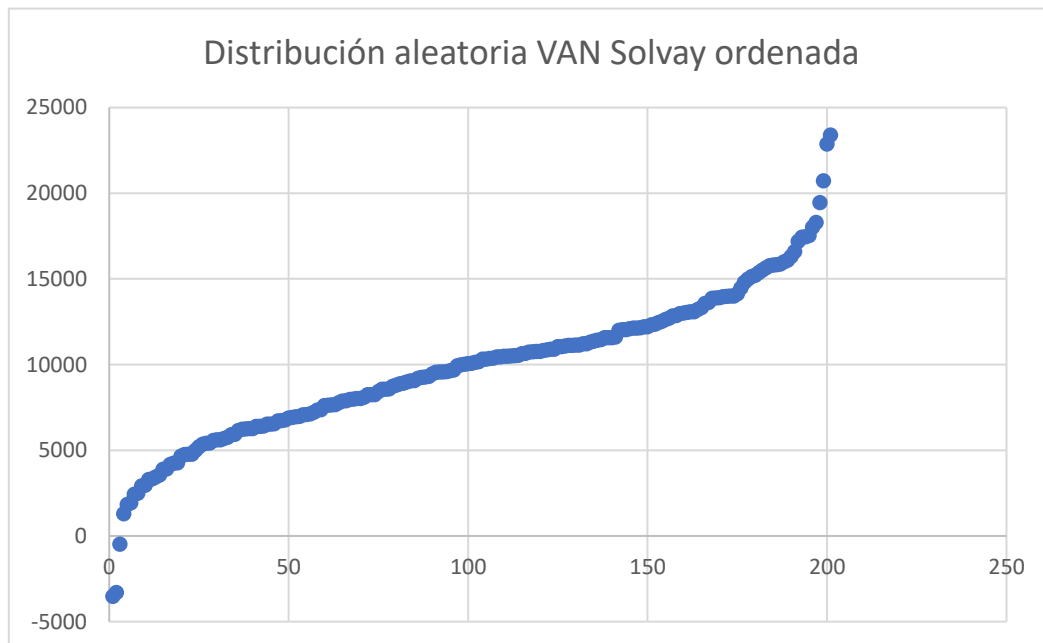
Como primera aproximación, se van a hallar unos datos de VAN aleatorios mediante el modelo del apartado 7.2.1. (en el que el precio de venta de energía varía aleatoriamente entre 0,03 y 0,04; y el coste de mantenimiento varía aleatoriamente entre 0,0015 y 0,0025). Una vez hallados, se graficarán, clasificarán, y se hallarán los diferentes niveles de rentabilidad posibles.

Así, ejecutando el modelo aleatorio 200 veces, se obtiene lo siguiente:



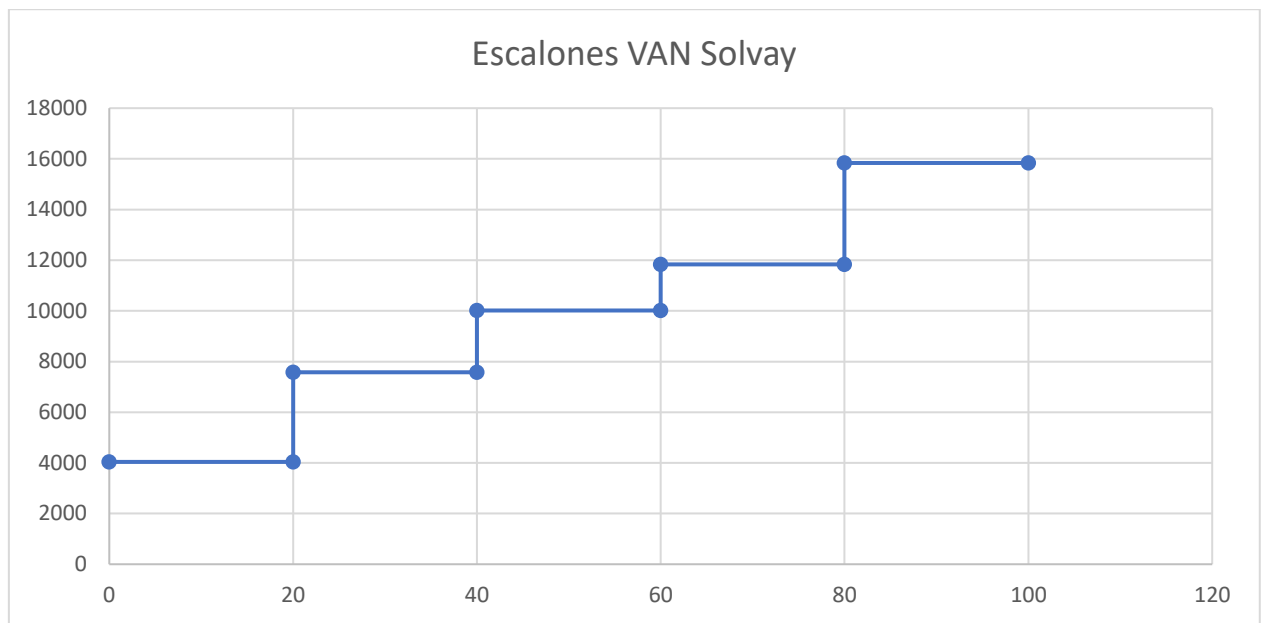
27. Gráfica de 200 datos aleatorios del VAN de la central de Solvay. Elaboración propia

Si se ordenan estos datos de menor a mayor, se obtiene la siguiente distribución:



28. Gráfica de datos ordenados. Elaboración propia

Si se plantean cinco bloques, separando los datos en cinco grupos, y hallando la media aritmética de cada bloque, se obtiene lo siguiente:



29. Escalones VAN Solvay. Elaboración propia

Así, se puede concluir con la probabilidad de hallarse en cada rango de valores, con base en la aleatoriedad de los datos introducidos en el modelo.

Con esto se pretende demostrar que, con un pequeño estudio de la tendencia de los próximos años de los precios y las políticas energéticas en España, es muy fácil sacar conclusiones muy útiles en cuanto a las posibilidades de que el VAN se encuentre en los diferentes rangos de rentabilidad, y en cuanto al nivel de riesgo asumido en cada caso.

9 CONCLUSIONES

El objetivo de este estudio era hallar un modelo dinámico con la finalidad de hallar la rentabilidad de cualquier central hidroeléctrica introducida mediante sus parámetros característicos, mediante un VAN. Después, también se pretendía aplicar este modelo a un caso de estudio basado en una central hidroeléctrica de reciente implantación en el municipio de Torrelavega, que tenía unas características especiales al tratarse de una rehabilitación. Para poder llevar esto a cabo, primero fue necesario un estudio de la metodología Análisis Coste-Beneficio, de los análisis dinámicos, y de lo que es la teoría de los grafos. Además, fue necesario conocer todas las relaciones existentes entre los distintos costes en los que incurrimos al implantar una nueva central, así como también en sus beneficios. Fue también importante conocer el tratamiento que se le da a las inversiones de este tipo en España y en la Unión Europea, en cuanto a horizonte temporal y tasa de descuento considerados en el estudio. Con estas relaciones y estos datos, pudimos programar nuestro modelo de manera que, al introducir una serie de datos, se hallase instantáneamente el VAN de dicha central.

Después, se estudió también la central de estudio, y se aplicaron las metodologías anteriores a la misma. Los resultados obtenidos fueron muy positivos, ya que, para el horizonte temporal considerado, nuestra central de estudio llamada central de Solvay, sí es rentable.

Más tarde, también se realizó un análisis de sensibilidad, pero debido a que el caso de estudio se aleja mucho de un caso general de central hidroeléctrica, también se hizo para un caso general, observando finalmente que los parámetros más influyentes en la rentabilidad son muy diferentes en el caso general que en el caso de estudio. Para este último, los parámetros más influyentes dependen de las características de la central y también de las circunstancias sociales, económicas y políticas actuales. Por lo tanto, la variación de cualquiera de estas circunstancias podría influir mucho en la rentabilidad de nuestra central, y es por ello que, finalmente se ha realizado también un análisis de posibles escenarios, de cara a tener una perspectiva más amplia de las diferentes posibilidades que podrían influir en el VAN de nuestro proyecto.

Con este análisis la conclusión que se extrae es que, si las circunstancias empeoran, la central puede llegar a no ser rentable con el mismo horizonte temporal considerado. Sin embargo, si se aumenta el mismo en tan solo 3 años, la rentabilidad vuelve a ser positiva. Finalmente, el resto de escenarios proporcionan todos una rentabilidad positiva, e incluso más favorable que el escenario base.

Para terminar, y de cara a futuros trabajos, sería muy interesante conocer la tendencia de la situación energética y económica, de cara a analizar las posibilidades de encontrarnos en cada uno de los escenarios analizados, y los diferentes escalones de

rentabilidad que podrían ocurrir. Así, también se podría conocer el riesgo que se asume al realizar una inversión de este tipo.

10 REFERENCIAS

1. Soto Sepúlveda, E. 2009. Estudio de viabilidad técnico-económica para la construcción de una minicentral hidroeléctrica. Universidad de Zaragoza.
2. IDAE, 1996: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Minicentrales hidroeléctricas.
3. Rodríguez Tey, M.F. Lugar de publicación: <http://yirepa.es/inflaci%C3%B3n%20-%20ipc.html>.
4. Fundación Universitaria Iberoamericana. Lugar de publicación: <https://blogs.funiber.org/blog-proyectos/2017/04/04/funiber-tasa-descuento-proyecto>
5. European Commission. Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects. December 2014. Lugar de publicación: http://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docgener/studies/pdf/cba_guide.pdf
6. Enciclopedia Virtual Eumed. Lugar de publicación: <http://www.eumed.net/diccionario/definicion.php?dic=4&def=574>
7. Universidad Valenciana. Introducción a los modelos dinámicos. Lugar de publicación: <https://www.uv.es/olmos/Ecuaciones%20diferenciales.pdf>
8. La Gran Enciclopedia de la Economía. Lugar de publicación: <http://www.economia48.com/spa/d/grafos-teoria-de-los/grafos-teoria-de-los.htm>
9. Universidad de Pamplona. Teoría de grafos. Lugar de publicación: http://www.unipamplona.edu.co/unipamplona/portallG/home_23/recursos/genera/11072012/grafos3.pdf



10. Ecoticias, 2016. La energía hidroeléctrica: un pilar de las renovables en España. Lugar de publicación: <https://www.ecoticias.com/especial-renovables-2016/112807/energia-hidroelectrica-pilar-renovables-Espana>
11. Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente. Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas. Anuario de aforos Río Saja en Estación 1242. Lugar de publicación: <http://ceh-flumen64.cedex.es/anuarioaforos/afo/estaf-datos.asp?indroea=1242>
12. El Diario Montañés. José Ignacio Arminio, 2017. Lugar de publicación: <https://www.eldiariomontanes.es/torrelavega/solvay-aprovechara-antiquo-20171231200941-ntvo.html>
13. Endesa Educa. Centrales Hidroeléctricas. Lugar de publicación: https://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/xi.-las-centrales-hidroelectricas
14. Energías Renovables, 2018. Lugar de publicación: <https://www.energias-renovables.com/panorama/espana-es-ahora-el-mercado-renovable-20180703>
15. Nabalía Energía. <https://nabaliaeenergia.com/44/energia-y-medio-ambiente>
16. Wikipedia. Problema de los puentes de Königsberg. Lugar de publicación: https://es.wikipedia.org/wiki/Problema_de_los_puentes_de_K%C3%B6nigsberg
17. Ecovive: Centrales Hidroeléctricas según la Afluencia del Caudal. Lugar de publicación: <http://ecovive.com/centrales-segun-la-afluencia-del-caudal/>
18. Hydro Power Plant: reference of Francis turbine. Lugar de publicación: <http://hydropowerplant.com/references/>
19. Zeco: turbina Kaplan. Lugar de publicación: <https://www.zeco.it/zeco-group/zeco-turbine/turbina-kaplan/?lang=it>
20. SinFín Energy. <http://www.sinfinenergy.com/>

21. Red Eléctrica Española. <http://www.ree.es/en>